



**TUGAS AKHIR - ME 141501**

**PENILAIAN RISIKO DAN PERENCANAAN  
INSPEKSI PADA SISTEM PERPIPAAN  
MENGUNAKAN METODE RISK BASED  
INSPECTION DNV-RP-G101**

**GIGIH PRASETIYO  
NRP 4212 100 099**

**Dosen Pembimbing :  
Ir. Dwi Priyanta, M.SE**

**JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2016**

*"Halaman ini sengaja dikosongkan"*



**FINAL PROJECT - ME 141501**

**RISK ASSESSMENT AND PLANNING INSPECTION  
OF PIPING SYSTEM USING RISK BASED  
INSPECTION DNV-RP-G101**

**GIGIH PRASETIYO  
NRP 4212 100 099**

**Supervisor :  
Ir. Dwi Priyanta, M.SE**

**DEPARTEMENT OF MARINE ENGINEERING  
Faculty of Marine Technology  
Institute Technology of Sepuluh Nopember  
Surabaya 2016**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

# **LEMBAR PENGESAHAN**

## **PENILAIAN RISIKO DAN PERENCANAAN INSPEKSI PADA SISTEM PERPIPAAN MENGGUNAKAN METODE RISK BASED INSPECTION DNV-RP-G101**

### **SKRIPSI**

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh  
Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Reliability, Availability, Maintainability, and Safety  
(RAMS)  
Program Studi Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Sepuluh Nopember**

**Oleh :  
GIGIH PRASETIYO  
NRP 4212 100 099**

**Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :**

**Ir. Dwi Priyanta, M.SE.**



**SURABAYA  
JULI, 2016**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

# **LEMBAR PENGESAHAN**

## **PENILAIAN RISIKO DAN PERENCANAAN INSPEKSI PADA SISTEM PERPIPAAN MENGGUNAKAN METODE RISK BASED INSPECTION DNV-RP-G101**

### **SKRIPSI**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh  
Gelar Sarjana Teknik  
Pada

Bidang Studi Reliability, Availability, Maintainability, and Safety  
(RAMS)

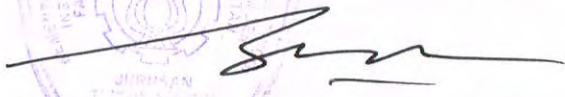
Program Studi Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

**GIGIH PRASETIYO**

**NRP 4212 100 099**

Disetujui oleh,  
Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS :

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Muhammad Badrus Zaman', is written over a faint purple circular stamp. The stamp contains the text 'FAKULTAS TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER' and 'JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN'.

**Dr. Eng. Muhammad Badrus Zaman, S.T, M.T.**  
**NIP. 197708022008011007**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



# **PENILAIAN RISIKO DAN PERENCANAAN INSPEKSI PADA SISTEM PERPIPAAN MENGGUNAKAN METODE RISK BASED INSPECTION DNV-RP-G101**

**Nama Mahasiswa** : GIGIH PRASETIYO  
**NRP** : 4212 100 099  
**Jurusan** : Teknik Sistem Perkapalan  
**Dosen Pembimbing** : Ir. Dwi Priyanta, M.SE

## ***ABSTRAK***

*Industri kimia yang semula memanfaatkan batu bara. Sejak abad 20 memanfaatkan cairan atau gas hidrokarbon sebagai bahan baku. Cairan atau gas hidrokarbon oleh karena pengaruh lingkungan yang tidak termonitor, misalnya adanya air, terkontaminasi dengan elemen korosif, perubahan temperatur operasi yang melampaui batas toleransi, dan lain sebagainya dapat mempercepat terjadinya berbagai jenis peristiwa korosi seperti general corrosion, stress corrosion cracking, pitting, dan korosi jenis lainnya.*

*Aktivitas perawatan pada area plant adalah salah satu hal terpenting dalam memelihara keutuhan asset. Pada kasus sistem perpipaan dan bejana bertekanan, penurunan fungsi pada suatu asset disebabkan oleh degradation mechanisms akibat korosi yang bisa dideteksi oleh inspeksi diantaranya corrosion uninsulation, sand erosion, water corrosion, MIC, CO<sub>2</sub> corrosion, dan H<sub>2</sub>S corrosion.*

*Risk Based Inspection (RBI) adalah pendekatan yang sistematis dan terstruktur untuk pengembangan inspeksi berdasarkan profil risiko pada suatu asset. Ada banyak standar yang berhubungan*

*dengan RBI. Salah satu standarnya yang digunakan untuk sistem perpipaan yang dipasang pada offshore platform adalah DNV-RP-G101. Karya tulis ini mendiskusikan studi kasus yang diimplementasikan oleh DNV-RP-G101 pada pemasangan pipa diatas offshore platform. Hasil studi dari thesis ini berupa optimasi perencanaan inspeksi untuk sistem perpipaan berdasarkan profil risiko dari tiap-tiap degradation mechanisms. Untuk corrosion uninsulation memiliki medium risk level dengan time to inspection 1,1 tahun, sand erosion memiliki high risk level dengan time to inspection 2,8 tahun, water corrosion memiliki high risk level dengan time to inspection 1 tahun, MIC memiliki low risk level dengan time to inspection 14,3 tahun, CO2 corrosion memiliki high risk level dengan time to inspection 6,4 tahun dan H2S corrosion memiliki high risk level dengan time to inspection 4,8 tahun.*

*Kata kunci : Perencanaan Inspeksi, RBI, Sistem Perpipaan, PoF, CoF*

## **RISK ASSESSMENT AND PLANNING INSPECTION OF PIPING SYSTEM USING RISK BASED INSPECTION DNV- RP-G101**

**Nama Mahasiswa : GIGIH PRASETIYO**  
**NRP : 4212 100 099**  
**Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan**  
**Dosen Pembimbing : Ir. Dwi Priyanta, M.SE**

### ***ABSTRAK***

*The chemical industries originally harness/exploit coal. Since the 20<sup>th</sup> century, they harness/exploit liquid or hydrocarbon gas as raw material. The liquid or hydrocarbon gas is caused by environmental effect which is unmonitored, for instance; water that is contaminated with corrosive elements and the changes in operating temperature that goes beyond the limits of tolerance which can speed up the occurrence of various types of events corrosion, such as general corrosion, stress corrosion cracking, pitting, etc.*

*The maintenance activity in the plant area is one of the most important things in maintaining the integrity of an asset. In the case of piping systems and pressure vessels, the decreasing function in the asset is caused by degradation mechanisms due to corrosion that can be detected by inspection, such as corrosion uninsulation, sand erosion, water corrosion, MIC, CO<sub>2</sub> corrosion, and H<sub>2</sub>S corrosion.*

*Risk based inspection (RBI) is systematic and structured approach that is used to develop the inspection based on the risk profile in an asset. There are so many standards which are related to RBI.*

*One of the standards in piping systems which is assembled on offshore platform is DNV-RP-G101. This paper discusses the case that is implemented by DNV-RP-G101 at the pipe installation on the offshore platform. The result of this thesis is inspection planning optimization for piping system based on the risk profile from every degradation mechanisms. For corrosion uninsulation has medium risk level with time to inspection 1,1 years, sand erosion has high risk level with time to inspection 2,8 years, water corrosion has high risk level with time to inspection 1 year, MIC has low risk level with time to inspection 14,3 years, CO<sub>2</sub> corrosion has high risk level with time to inspection 6,4 years, and H<sub>2</sub>S corrosion has high risk level with time to inspection 4,8 years.*

*Key parameter : Perencanaan Inspeksi, RBI, Sistem Perpipaan, PoF, CoF*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas karunia-Nya, Tugas Akhir yang berjudul **“Penilaian Risiko Dan Perencanaan Inspeksi Pada Sistem Perpipaan Menggunakan Metode Risk Based Inspection DNV-RP-G101”** ini dapat selesai dengan baik.

Tidak lupa pada kesempatan ini, penulis juga ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang membantu penyelesaian Tugas Akhir ini, yaitu:

1. Bapak dan Ibu tercinta (Rudiyanto dan Taruni) serta saudari perempuanku (Mbak Ita, Raras dan Riris) atas dorongan motivasinya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng. Muhammad Badrus Zaman, S.T, M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapaka FTK – ITS.
3. Bapak Ir. Dwi Priyanta, M.SE, selaku dosen pembimbing dan juga orang tua kedua di Surabaya.
4. Bapak Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST. M.Sc selaku dosen wali, penulis terima kasih *wejangan – wejangannya* selama empat tahun lebih ini.
5. Bapak AAB. Dinariya DP, ST., MES, Ph.D. selaku Kepala Laboratorium Keandalan dan Keselamatan (RAMS) JTSP yang telah memberikan kesempatan bagi penulis untuk melakukan penelitian..
6. Tim penguji bidang RAMS, Bapak Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc, Bapak Raja Oloan Saut Gurning, S.T., M.Sc., Ph.D,

Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST. M.Sc dan Bapak AAB. Dinariya DP, ST., MES, Ph.D yang telah memberikan masukan dalam pengerjaan skripsi ini.

7. Kawan – kawan terbaik “OFFICE EPC”, Pak Fuad, Mas Hadi, Mas Arif, Apri, Sofi, Saiful, Soleh, Andri, dan Chika serta EPC 2012 Rokim, Chory, dan Bayu.
8. Kawan-kawan garis keras gebang, yang selalu memberikan keceriaan saat cangkruk bersama.
9. Kawan-kawan BISMARCK '12 serta komunitas APEL Surabaya.
10. Ika Yudi Setyaningrum dan Imas Afifah yang selalu memberikan semangat dan doa.
11. Pihak – pihak terkait lainnya yang turut berperan dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.

Keterbatasan Ilmu Pengetahuan dan wawasan penulis menjadikan Tugas Akhir ini masih belum sempurna. Oleh karena itu, saran dan kritik yang membangun sangat diharapkan demi penulisan yang lebih baik di kemudian hari. Besar harpan penulis, bahwasannya laporan ini dapat bermanfaat bagi penulis sendiri maupun pembaca. Terima kasih.

Surabaya, 28 Juli 2016

Penulis

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PENGESAHAN.....</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRAK.....</b>	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xvii</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xix</b>
<b>BAB I. PENDAHULUAN.....</b>	<b>xxii</b>
1. 1 Latar Belakang .....	1
1. 2 Perumusan Masalah.....	2
1. 3 Tujuan Penelitian :.....	3
1. 4 Batasan Masalah:.....	3
<b>BAB II. TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>4</b>
2.1. Risiko .....	5
2.2. Penilaian risiko .....	6
2.3. <i>Risk Based Inspection</i> DNV-RP-G101 .....	6
2.4. <i>Service Product</i> .....	11
2.5. <i>Material Pipe</i> .....	11
2.6. <i>Degradation Mechanisms</i> .....	12
2.7. <i>Inspection</i> .....	21
<b>BAB III. METODOLOGI PENELITIAN.....</b>	<b>25</b>
3.1. Identifikasi dan perumusan masalah .....	26
3.2. Studi literatur .....	26
3.3. Pengumpulan data .....	26
3.4. <i>PoF Assessment</i> .....	27
3.4.1. Algoritma PoF .....	27
3.4.2. Penentuan <i>Probability</i> dengan Distribusi Normal...	28
3.4.3. <i>PoF External Uninsulation</i> .....	30

3.4.4.	PoF Eksternal <i>Insulation</i> .....	31
3.4.7.	PoF <i>Internal Microbiologically-Influenced Corrosion</i> .....	34
3.4.8.	PoF <i>Internal CO<sub>2</sub> Corrosion</i> .....	35
3.4.9.	PoF <i>Internal H<sub>2</sub>S Corrosion</i> .....	39
3.5.	CoF <i>Assessment</i> .....	39
3.6.	Penentuan Level Risiko .....	41
3.7.	<i>Time to Inspection</i> .....	43
3.8.	Rekomendasi Inspeksi .....	46
<b>BAB IV.</b>	<b>ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN</b> .....	47
4. 1.	Studi Kasus .....	47
4. 2.	PoF Eksternal <i>Uninsulation</i> .....	48
4. 3.	PoF Eksternal <i>Insulation</i> .....	51
4. 4.	PoF <i>Internal Sand Erosion</i> .....	51
4. 5.	PoF <i>Internal Water</i> .....	53
4. 6.	PoF <i>Internal Microbiologically-Influenced Corrosion</i> ... .....	55
4. 7.	PoF <i>Internal CO<sub>2</sub> Corrosion</i> .....	56
4. 8.	PoF <i>Internal H<sub>2</sub>S Corrosion</i> .....	58
4. 9.	CoF <i>Assessment</i> .....	61
4. 10.	Penentuan Level Risiko .....	64
4. 11.	<i>Time to Inspection</i> .....	66
4. 12.	Rekomendasi Inspeksi .....	69
<b>BAB V.</b>	<b>KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	71
5. 1.	Kesimpulan .....	71
5. 2.	Saran .....	72



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1.</b> Principle RBI .....	7
<b>Gambar 2. 2.</b> Matrixs Risiko 5x5 .....	11
<b>Gambar 3. 1.</b> Diagram alur pengerjaan skripsi .....	25
<b>Gambar 3. 2.</b> Tampilan random generation number .....	29
<b>Gambar 3. 3.</b> Tampilan Probability Plot .....	29
<b>Gambar 3. 4.</b> Tampilan tabel evaluate .....	30
<b>Gambar 3. 5.</b> Corrosion rate water variance .....	34
<b>Gambar 3. 6.</b> PoF terhadap temperatur untuk MIC .....	34
<b>Gambar 3. 7.</b> Grafik corrosion rate H <sub>2</sub> S.....	39
<b>Gambar 3. 8.</b> Risk matrix acceptance .....	42
<b>Gambar 3. 9.</b> Grafik confidence factor .....	46
<b>Gambar 4. 1.</b> Platform XYZ .....	47
<b>Gambar 4. 2.</b> Sistem perpipaan hidrokarbon .....	47
<b>Gambar 4. 3.</b> Cumulative density function mean 0,66 .....	49
<b>Gambar 4. 4.</b> Evaluate mean 0,66 .....	50
<b>Gambar 4. 5.</b> Cumulative Density Function mean 0,27 .....	52
<b>Gambar 4. 6.</b> Evaluate Mean 0,27 .....	52
<b>Gambar 4. 7.</b> Cumulative Density Function mean 0,75.....	54
<b>Gambar 4. 8.</b> Evaluate mean 0,75 .....	54
<b>Gambar 4. 9.</b> PoF terhadap temperatur untuk MIC pada suhu 93°C.....	56
<b>Gambar 4. 10.</b> Cumulative Density Function Mean 0,11 mm/yr .....	57
<b>Gambar 4. 11.</b> Evaluate mean 0,11 .....	57
<b>Gambar 4. 12.</b> Grafik corrosion rate H <sub>2</sub> S pada tekanan parsial 0,19 bar .....	59

<b>Gambar 4. 13.</b> Cumulative Density Function Mean 0,15 mm/yr .....	60
<b>Gambar 4. 14.</b> Evaluate mean 0,15 .....	60
<b>Gambar 4. 15.</b> Plot Risk matrix dari sistem pipa yang dianalisa	65

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1. Pengkategorian PoF.....	9
Tabel 2. 2. Pengkategorian CoF .....	10
Tabel 2. 3. Tipe-tipe material pada peralatan.....	11
Tabel 2. 4. Degradation Group.....	20
Tabel 3. 1. External Corrosion rate uninsulation.....	31
Tabel 3. 2. External Corrosion rate insulation.....	31
Tabel 3. 3. Konstanta A.....	32
Tabel 3. 4. Corrosion rate water .....	32
Tabel 3. 5. Constant Kt.....	35
Tabel 3. 6. pH Function.....	36
Tabel 3. 7. Fluid Categories .....	39
Tabel 3. 8. Classification Area .....	40
Tabel 3. 9. penentuan kategori CoF .....	41
Tabel 3. 10. Rating classification of design pressure .....	41
Tabel 3. 11. PoF acceptance limit vs CoF .....	42
Tabel 3. 12. Definisi confidence level.....	45
Tabel 4. 1. Data informasi pipa hidrokarbon.....	48
Tabel 4. 2. Pemilihan kategori dari setiap parameter CoF .....	61
Tabel 4. 3 Penentuan rating CoF dari Location Class vs Fluid Category .....	62
Tabel 4. 4 Penentuan rating CoF berdasarkan design pressure ...	63
Tabel 4. 5. Penentuan rating CoF berdasarkan hole size.....	63
Tabel 4. 6. Hasil pengkategorian konsekuensi dari setiap degradation .....	64

Tabel 4. 7. Hasil level risiko dari setiap degradation mechanisms .....	65
Tabel 4. 8. Hasil interval inspeksi setiap degradation mechanisms .....	68
Tabel 4. 9. Recommendation inspection .....	69

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran A</b> Tabel –tabel pendukung .....	74
<b>Lampiran B</b> Gambar isometric pipa .....	88
<b>Lampiran C</b> Spreadsheet modelling .....	92

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1. Kesimpulan

Kesimpulan dari hasil analisa pada pipa dengan sistem hidrokarbon yaitu :

- 1) Dari perhitungan yang telah dilakukan, didapatkan level risiko untuk setiap *degradation mechanisms* sebagai berikut :

Tabel 5. 1. Hasil level risiko pada pipa

<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>	<b><i>PoF</i></b>	<b><i>CoF</i></b>	<b><i>Risk Level</i></b>
<i>Uninsulation</i>	0,0193	C	<i>Medium Risk</i>
<i>Insulation</i>	-	-	-
<i>Sand Erosion</i>	0,011	E	<i>High Risk</i>
<i>Water</i>	0,066	D	<i>High Risk</i>
<i>MIC</i>	4,65E-06	C	<i>Low Risk</i>
<i>CO<sub>2</sub> Corrosion</i>	0,059	E	<i>High Risk</i>
<i>H<sub>2</sub>S Corrosion</i>	0,145	C	<i>High Risk</i>

- 2) Dari perhitungan yang telah dilakukan, didapatkan interval inspeksi untuk setiap *degradation mechanisms* sebagai berikut :

Tabel 5. 2. Hasil analisa interval inspeksi masing-masing degradation

<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>	<b><i>Mean Rate (mm/year)</i></b>	<b><i>Time to Inspection (year)</i></b>
<i>Uninsulation</i>	0,66	1,1
<i>Insulation</i>	-	-
<i>Sand Erosion</i>	0,26	2,8
<i>Water</i>	0,75	1
<i>MIC</i>	0,051	14,3
<i>CO<sub>2</sub> Corrosion</i>	0,11	6,4
<i>H<sub>2</sub>S Corrosion</i>	0,15	4,8

## 5. 2. Saran

- 1) Pihak perusahaan menindaklanjuti lebih lanjut mengenai interval inspeksi yang telah digunakan, supaya dapat menjadi dasar dalam menentukan inspeksi
- 2) Diharapkan untuk skripsi selanjutnya menggunakan perhitungan *first order reliability method* (FORM) untuk sebagai perbandingan analisa.



## DAFTAR PUSTAKA

- CNN Indonesia (18 Maret 2015): 2014, Angka Kecelakaan Kerja Hulu Migas Capai 159 kejadian,  
[http://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20150318061708 - 85-39878/2014-angkakecelakaan-kerja-hulu-migas-capai-159-kejadian/](http://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20150318061708-85-39878/2014-angkakecelakaan-kerja-hulu-migas-capai-159-kejadian/)
- DNV. (2010). Risk Based Inspection of offshore topsides static mechanical equipment DNV RP G101. Norway, Oslo.
- API. (2003). Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry API RP 571. USA, Washington DC.
- DNV. (2007). Erosive Wear in Piping System DNV RP 0501. Norway, Oslo
- NORSOK. (1998). CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model M-506. Norway, Oslo
- Sun, Wei. (2007). A Mechanistic Model Of H<sub>2</sub>S Corrosion Of Mild Steel. Ohio University. Athens.
- Ovri, J.E.O. Microbial Corrosion Of Mild And Medium Carbon Steels. Federal University of Technology, Owerri, Nigeria

*"Halaman ini sengaja dikosongkan"*

## BIODATA PENULIS



Penulis lahir di Pekalongan, Jawa Tengah pada tanggal 23 Agustus 1994 dengan nama Gigih Prasetyo dan merupakan anak kedua dari pasangan Rudyanto dan Taruni. Penulis menempuh jenjang pendidikan mulai dari SD Negeri 03 Jatimulya, Bekasi Timur (2000-2006), SMP Negeri 04 Tambun Selatan, Bekasi Timur (2007-2009), dan SMA Negeri 1 Kedungwuni, Pekalongan (2010-2012). Setelah lulus dari bangku Sekolah Menengah Atas (SMA), penulis diterima di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui jalur penerimaan SNMPTN ujian tulis pada tahun 2012.

Selama menempuh masa studi, penulis aktif di berbagai kegiatan dan organisasi di bidang akademik. Diantaranya organisasi HIMASISKAL (Himpunan Mahasiswa Jurusan Teknik Sistem Perkapalan dan anggota dari *Reliability, Availability, Maintenance, and Safety Laboratory* JTSP ITS. Selain itu dalam menunjang kehidupan di kampus, penulis juga turut serta membantu proyek-proyek dari Ir. Dwi Priyanta selaku dosen JTSP ITS, diantaranya yaitu proyek *Equipmen Critically Analysys, Risk Based Inspection, Pipeline Risk Assessment*, dan *Reliability Centered Maintenance*. Dalam bidang akademis, penulis memiliki minat dalam bidang *safety engineering, pipeline engineering*, dan *maintenance*.

## BAB I. PENDAHULUAN

### 1. 1 Latar Belakang

Industri kimia yang semula memanfaatkan batu bara. Sejak abad 20 memanfaatkan cairan atau gas hidrokarbon sebagai bahan baku. Cairan atau gas hidrokarbon oleh karena pengaruh lingkungan yang tidak termonitor, misalnya adanya air, terkontaminasi dengan elemen korosif, perubahan temperatur operasi yang melampaui batas toleransi, dan lain sebagainya dapat mempercepat terjadinya berbagai jenis peristiwa korosi seperti *general corrosion*, *stress corrosion cracking*, *pitting*, dan korosi jenis lainnya. Selain itu menurut surey yang dilakukan Marsh & McLennan dan data survey yang dikumpulkan dari Negara Eropa (*EC country*) mengkategorikan jenis peralatan/komponen yang sering rusak pada tabel 1.1 berikut.

Tabel 1. 1. Kerusakan komponen menyebabkan kerugian besar di proses plant

Komponen peralatan	Jumlah kerusakan %	Kerugian finansial rata-rata (juta US \$)
Piping system	31	41,9
Tanks	17	40,5
Process drums	7	25,5
Marine vessels	6	32
Pump/compressors	5	19,2

Selain itu menurut data Kementerian Energi dan Sumber Daya (ESDM) mencatat angka kecelakaan kerja pada kegiatan hulu minyak dan gas bumi (migas) di sepanjang 2014 mencapai 159 kejadian. Dari angka tersebut, 106 diantaranya merupakan kecelakaan ringan, 32 kecelakaan sedang, 16 kecelakaan berkategori berat, dan 6 lainnya kecelakaan fatal. Sementara di tahun sebelumnya, angka kecelakaan kerja tercatat mencapai 183

kecelakaan. Kecelakaan ini disinyalir karena kurang baiknya sistem perencanaan dalam melakukan inspeksi dan data-data yang dimiliki oleh perusahaan migas untuk keperluan inspeksi kurang memadai. Untuk itu perlu dibutuhkan metode baru mengenai inspeksi yang ada di Indonesia dengan menggunakan Metode inspeksi berbasis risiko atau *Risk Based Inspection*.

*Risk Based Inpection* merupakan salah satu metode pengambil keputusan untuk merencanakan suatu inspeksi. Pengambilan ini berdasarkan risiko yang telah dianalisa yang memungkinkan munculnya suatu kegagalan dalam proses operasi.

Dalam hal ini, RBI diharapkan dapat memberi analisa *damage mechanism* secara terpusat sehingga dapat diketahui akibat lebih lanjut yang harus diwaspadai dan dicegah, serta memberikan gagasan inspeksi yang lebih efektif dan efisien. Sehingga dengan digunakannya metode *Risk Based Inspection* ini segala pengeluaran bisa direncanakan sehingga mampu menekan biaya.

## **1. 2 Perumusan Masalah**

Agar proses penelitian dapat berjalan dengan lancar, maka perlu diketahui masalah-masalah yang timbul saat proses pengerjaan penelitian, yaitu :

- 1) Bagaimana menentukan level risiko pada sistem perpipaan dengan menggunakan metode *Risk Based Inspection* DNV-RP-G101
- 2) Bagaimana menentukan perencanaan inspeksi pada sistem perpipaan dengan menggunakan metode *Risk Based Inpection* DNV-RP-G101

### **1. 3 Tujuan Penelitian :**

Dari perumusan masalah di atas maka dapat ditentukan tujuan dari Tugas Akhir ini, yaitu :

- 1) Menentukan level risiko pada *pipeline* dengan menggunakan metode *Risk Based Inpection* DNV-RP-G101
- 2) Menentukan *inspection planning* pada *pipeline* dengan menggunakan metode *Risk Based Inpection* DNV-RP-G101

### **1. 4 Batasan Masalah:**

Agar dalam pengerjaan tugas akhir dapat terfokus dan tertata, maka diperlukannya batasan masalah diantaranya :

- 1) Objek yang dianalisa hanya sistem hidrokarbon.
- 2) Objek yang dianalisa pipa dengan bahan *carbon steel*
- 3) Tidak membahas konsekuensi finansial

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BAB II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Risiko

Risiko adalah kemungkinan akan terjadi suatu hal yang tidak diinginkan, atau dapat didefinisikan sebagai kombinasi antara peluang kegagalan (probability of failure) dengan konsekuensi kegagalan (consequence of failure). Dalam persamaan matematis, risiko dijabarkan sebagai berikut.

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f(t)$$

Dimana :

$P_f(t)$  = Peluang kegagalan

$C_f(t)$  = Konsekuensi kegagalan

Dalam hal ini risiko juga dijabarkan menjadi high risk, medium risk, dan low risk. Risiko dikatakan high risk apabila probability dan consequence semakin sering bertemu dan risiko menjadi low risk apabila peluang kegagalan dan konsekuensi semakin jarang bertemu.

Secara anatomi, risiko terdiri dari dua faktor utama yaitu *source of risk* dan *cause of risk*. *Source of risk* adalah sumber terjadinya risiko sedangkan *cause of risk* adalah penyebab dari suatu risiko. Dalam hal ini risiko dapat terjadi apabila kedua faktor tersebut berinteraksi. Dalam kasus ini, *source of risk* diibaratkan *service fluid*, sedangkan *cause of risk* diibaratkan korosi yang terjadi pada pipa, apabila kedua faktor tersebut berinteraksi maka akan menimbulkan risiko kebocoran pada pipa yang berdampak pada ekonomi, keselamatan, dan lingkungan.



## 2.2. Penilaian risiko

Proses penilaian terhadap risiko dilakukan untuk mengidentifikasi seluruh kemungkinan terburuk yang dapat membahayakan kesehatan manusia, lingkungan, proses produksi, maupun peralatan yang disebabkan oleh aktivitas manusia dan teknologi. Dalam melakukan penilaian risiko terdapat tiga langkah yaitu :

- (1) Identifikasi kerusakan melalui analisa apa, bagaimana, dimana dan kapan.
- (2) Pertimbangan kemungkinan dari konsekuensi
- (3) Estimasi risiko untuk membagi kemungkinan kerusakan yang akan terjadi.

Langkah awal dari penilaian risiko adalah mengidentifikasi bahaya dan dampak dari bahaya tersebut. Siapa saja atau apa saja yang akan terkena dampak dari bahaya tersebut. Langkah berikutnya adalah menentukan frekuensi kejadian atau kemungkinan terjadinya bahaya tersebut. Seberapa sering kejadian tersebut dapat terjadi, karena risiko adalah kombinasi dari konsekuensi dan peluang.

Pada umumnya dalam melakukan penilaian risiko terdapat tiga metode yang terdiri dari metode kuantitatif, kualitatif, dan semi kuantitatif. Dari setiap metode yang digunakan memiliki tingkat keakuratan yang berbeda-beda. Dalam penggunaan metode ini sangat berperan dalam mengevaluasi *degradation mechanisms* yang terjadi pada setiap peralatan yang dianalisa.

## 2.3. Risk Based Inspection DNV-RP-G101

*Risk-based Inspection* (RBI) adalah teknik pembuat keputusan untuk perencanaan inspeksi berdasarkan risiko dengan membandingkan *probability of failure* (PoF) dan *consequence of failure* (CoF). Ini adalah pendekatan yang didesain untuk

mengoptimalkan inspeksi, merekomendasi untuk kegiatan *monitoring* dan merencanakan dalam sistem produksi.

Objek dari RBI adalah menganalisa pipa, bejana bertekanan termasuk *heat exchanger*, tangki, dan *filter*. Keluaran dari analisa RBI untuk setiap peralatan yang dianalisa, *Probability of failure* (PoF) dan *consequence of failure* (CoF) dihitung berbeda. Keduanya dikombinasikan untuk menentukan risiko kegagalan. Evaluasi dari RBI ini yaitu memidahkan untuk *Safety* (ditujukan kepada kematian seseorang dan luka-luka), *Enviromental* (ditujukan pada kerusakan lingkungan) dan *Economic* (ditujukan pada kerugian finansial).



Gambar 2. 1. Principle RBI

### 2.3.1. Metode *Risk Based Inspection*

Dalam RBI terdapat beberapa metode, yaitu metode kuantitatif, kualitatif, dan semi kuantitatif/semi kuantitatif.

- Kuantitatif

Dalam model kuantitatif ini ditafsirkan sebagai pendekatan berbasis model yang berdasarkan perhitungan. Keuntungan menggunakan pendekatan kuantitatif ini adalah menghasilkan keakuratan yang lebih baik. Apabila RBI dinilai secara kuantitatif maka :

- (a) PoF mempunyai nilai dari 0 sampai 1, oleh karena itu skala logaritma direkomendasikan untuk menampilkan hasil grafik.
  - (b) Konsekuensi keselamatan harus dinyatakan dalam istilah *Potential Loss of Life* (PLL) untuk personil.
  - (c) Konsekuensi ekonomi harus menggunakan satuan mata uang
  - (d) Konsekuensi lingkungan dinyatakan dengan massa atau volume dari polutan yang bocor di lingkungan.
- **Kualitatif**
- Metode kualitatif ini didefinisikan sebagai pendekatan yang ditentukan dengan melibatkan keputusan *specialist engineer* (*engineering judgement*). Keuntungan menggunakan pendekatan kualitatif ini yaitu lebih cepat dalam menghitung dan meminimalisir pengeluaran, dan hanya membutuhkan sedikit data serta hasilnya mudah dipahami. Apabila RBI dinilai secara kualitatif maka :
- (a) Perhitungan *degradation mechanisms*, *CoF assessment*, *PoF assessment*, risiko dan penjadwalan inspeksi dilakukan terpisah.
  - (b) Setiap penilaian harus mempunyai formulirnya sendiri.
  - (c) Dalam *form* penilaian untuk *degradation mechanisms* harus terdiri dari minimal 3 form terpisah untuk setiap tiga kelompok :
    - *Internal degradation mechanisms*
    - *External degradation mechanisms*
    - *Mechanical damage*
  - (d) Penentuan *risk matrix* dengan prosedur keputusan, harus melibatkan personil.
  - (e) Personil yang dilibatkan telah mempunyai pengalaman selama 10 tahun

▪ **Semi Kuantitatif/Semi Kualitatif**

Metode ini mengatakan bahwa semi kuantitatif atau semi kualitatif mempunyai cara sebagai berikut :

- (a) Penilaian PoF atau CoF dilakukan berdasarkan algoritma sederhana yang dipilih dari beberapa parameter yang relevan.
- (b) Penilaian Pof dan CoF dibuat oleh *engineering judgement*.

### 2.3.2. *Probability of Failure*

*Probability of Failure* adalah peluang terjadinya kegagalan pada satuan waktu, terjadinya PoF juga diperkirakan akibat adanya komponen yang terdegradasi. pada metode kuantitatif, nilai *probability of failure* mempunyai rentang 0 sampai 1. Untuk penggambaran nilai *probability* dapat dilihat pada **tabel 2.1** dibawah berikut. Dalam tabel ini dijelaskan mengenai sistem kuantitatif dan sistem kualitatif.

**Tabel 2. 1.** Pengkategorian PoF

<i>Category</i>	<i>Probability of failure</i>	
	<i>Quantitative</i>	<i>Qualitative</i>
5	$>10^{-2}$	<i>Failure Expected</i>
4	$10^{-3}$ to $10^{-2}$	<i>High</i>
3	$10^{-4}$ to $10^{-3}$	<i>Medium</i>
2	$10^{-5}$ to $10^{-4}$	<i>Low</i>
1	$< 10^{-5}$	<i>Negligible</i>

### 2.3.3. *Consequence of Failure*

*Consequence of failure* merupakan akibat dari kegagalan yang terjadi. CoF didefinisikan menjadi tiga tipe yaitu :

- Konsekuensi keselamatan, yang berhubungan dengan keselamatan jiwa manusia

- Konsekuensi ekonomi, yang berhubungan terhadap dampak finansial yang terjadi akibat dari kegagalan tersebut
- Konsekuensi lingkungan, yang berhubungan terhadap lingkungan sekitar akibat dari kegagalan tersebut.

Sesuai DNV, untuk penilaian konsekuensi kegagalan ini, disarankan dilakukan secara terpisah atau independen. Untuk pengkategorian dari Konsekuensi kegagalan ini bisa dilihat pada **tabel 2.2.**

**Tabel 2. 2.** Pengkategorian CoF

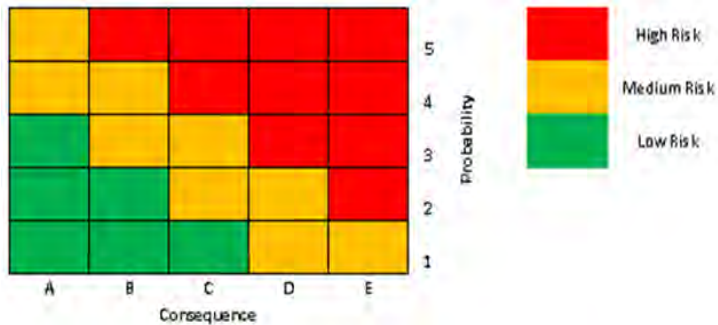
<i>Rank</i>	<i>CoF Personnel</i>	<i>CoF Environment</i>	<i>CoF Economic</i>
A	<i>Insignificant</i>	<i>Insignificant</i>	<i>Insignificant</i>
B	<i>Minor Injury</i>	<i>Minor Effect</i>	<i>Minor damage</i>
C	<i>Major Injury</i>	<i>Local Effect</i>	<i>Local Damage</i>
D	<i>Single Fatality</i>	<i>Major Effect</i>	<i>Major Damage</i>
E	<i>Multiple fatalities</i>	<i>Massive Effect</i>	<i>Extensive damage</i>

#### **2.3.4. Risk Matrix**

Risk matrix merupakan salah satu metode untuk mepresentasikan hasil risiko yang ditampilkan kedalam matriks 4 x 4, 5 x 4, atau 5 x 5, tergantung permintaan perusahaan yang terkait. Pada matriks ini, risiko dihubungkan dari kombinasi antara probability of failure dan consequence of failure. Dan matriks yang digunakan dalam asesmen ini adalah matriks 5 x 5.

Dalam *risk matrix* menunjukan 3 risiko level yang dikelompokan dengan warna :

- Hijau, *Low Risk*. Risiko dapat diterima.
- Kuning, *Medium Risk*, Risiko dapat diterima.
- Merah, *High Risk*, Risiko tidak dapat diterima



**Gambar 2. 2. Matrixs Risiko 5x5**

#### **2.4. Service Product**

Dalam mengidentifikasi mekanisme kerusakan pada suatu peralatan atau komponen, salah satu penyebabnya yaitu fluida yang melewati peralatan atau komponen tersebut. Pada setiap fluida memiliki karakteristik-karakteristik yang berbeda dalam membentuk suatu mekanisme kerusakan. Pada Lampiran A. diberikan penjelasan mengenai *service product* yang melewati peralatan atau komponen pada suatu *plant* beserta pengelompokan mekanisme kerusakannya.

#### **2.5. Material Pipe**

Pada DNV-RP-G101, salah satu syarat dalam penilaian untuk RBI adalah mengetahui material dari suatu alat tersebut. Sehingga nanti akan diketahui jenis-jenis kerusakan pada komponen pipa tersebut. Tabel 2.3 menjelaskan tentang material-material dari suatu alat yang diberikan oleh DNV.

Tabel 2. 3. Tipe-tipe material pada peralatan

<b><i>Material Type</i></b>	<b><i>Description</i></b>	<b><i>Includes</i></b>
CS	<i>Carbon Steel</i>	<i>Carbon and carbon-manganese steels, low alloy steels with SMYS less than 420 MPa.</i>

<b>Material Type</b>	<b>Description</b>	<b>Includes</b>
SS	<i>Stainless Steel</i>	<i>Austenitic stainless steels types UNS S304xx, UNS S316xx, UNS S321xx or similar. 22Cr duplex UNS S31803 and 25Cr super-duplex UNS S32550, UNS S32750 stainless steels or similar. Super austenitic stainless steel type 6Mo, UNS S31254.</i>
Ti	<i>Titanium</i>	<i>Wrought titanium alloys.</i>
CuNi	<i>Copper Nickel Alloys</i>	<i>90/10 Cu-Ni or similar.</i>
FRP	<i>Fibre Reinforced Polymer</i>	<i>Fibre reinforced polymer materials with polyester or epoxy matrix and glass or carbon fibre reinforcement.</i>
Ni	<i>Nickel-based alloys</i>	<i>Nickel-based alloys.</i>
Other	<i>Material other than the above</i>	<i>All other materials not described above.</i>

## **2.6. Degradation Mechanisms**

*Degradation Mechanisms* merupakan suatu penurunan fungsi pada suatu peralatan dalam menjalankan suatu fungsinya. *Degradation mechanisms* diakibatkan oleh faktor eksternal dan internal. Eksternal merupakan faktor yang dipengaruhi oleh lingkungan sekitar sedangkan faktor internal dipengaruhi oleh kontak fluida yang mengalir dengan material dari peralatan tersebut.

### **2.6.1. Degradation Type**

#### **2.6.1.1. Uninsulated Corrosion (Atmospheric Corrosion)**

- Deskripsi Kerusakan

Suatu bentuk korosi yang terjadi dari embun yang terkumpul dengan kondisi atmosfir. Kondisi lingkungan di daerah

perairan/marine dan pada lingkungan industri yang udaranya tercemar rentan terjadi *atmospheric corrosion*.

- *Affected Material*  
Atmospheric Corrosion bisa terjadi pada material : *carbon steel, low alloy steels*, dan *copper alloyed aluminium*
- *Critical Factor*  
Faktor-faktor kritis yang termasuk kedalam *atmospheric corrosion* yaitu :
  - a) Lokasi yang berada di *Industrial, marine, rural*; kelembapan, keberadaan garam, komponen sulfur dan kotoran.
  - b) Lingkungan perairan/*marine* mempunyai tingkat korosivitas 20 mpy ; lingkungan industri yang memiliki tingkat keasaman atau komponen sulfur yang dapat membentuk asam mempunyai tingkat korosivitas 5-10 mpy
  - c) Lokasi pedalaman yang memiliki curah hujan sedang atau kondisi lembab tingkat korosivitasnya 1-3 mpy
  - d) Laju korosi meningkat ketika temperature sampai 250OF (121OC)
- *Affected Unit or Equipment*  
*Atmospheric Corrosion* dapat mempengaruhi peralatan dibawah ini :
  - a) Pipa dan peralatan dengan temperature operasi cukup rendah
  - b) Sistem pengecatan dengan kondisi buruk
  - c) Pada Pipa yang memiliki *supports*
- *Appearance*



Kemunculan *Atmospheric Corrosion* bilamana terjadi sebagai berikut :

- a) Jika tidak ada *coating* pada suatu peralatan sehingga terjadi *general corrosion*
- b) *Atmospheric corrosion* terjadi secara *general* atau *localized* tergantung dari pada kelembapan

□ *Mitigation*

Dalam pencegahan terjadinya *atmospheric corrosion*, cara yang digunakan yaitu dengan memberikan *coating* pada permukaan dengan baik.

□ *Inspection and Monitoring*

Dalam melakukan inspeksi dan pengecekan apabila terjadi *atmospheric corrosion*, teknik yang digunakan yaitu dengan *Visual Test* atau *Ultrasonic Test*.

### **2.6.1.2. Corrosion Under Insulation**

□ *Description of Damage*

Pengertian dari *Corrosion Under Insulation* adalah korosi yang terjadi akibat adanya air yang terjebak dibawah insulasi.

□ *Affected Material*

*Corrosion Under Insulation* dapat menyebabkan kerusakan pada materil seperti berikut : *Carbon Steel*, *Low Alloy Steel*, *300 Series SS* dan *Duplex Stainless Steel*

□ *Critical Factor*

Faktor-faktor kritis dari *Corrosion Under Insulation* (CUI) sebagai berikut :

- a) Sistem Desain Insulasi, tipe insulasi, temperatur, lingkungan *marine*, lingkungan industri yang terdapat tingkat  $\text{SO}_2$  yang tinggi.

- b) Desain atau pemasangan yang buruk pada suatu peralatan sehingga kemungkinan terjadinya CUI lebih tinggi.
- c) Laju korosi akan meningkat seiring dengan meningkatnya temperatur material sampai kepada titik dimana air menguap dengan cepat.
- d) Lingkungan yang udaranya terkandung chlorides atau  $\text{SO}_2$  dapat mengakibatkan percepatan korosi

□ *Affected Unit or Equipment*

*Corrosion Under Insulation* dapat mempengaruhi peralatan dibawah ini :

- a) *Pitting corrosion* yang terjadi pada material *Carbon* dan *Low alloy steel*
- b) *Pitting Corrosion* yang terjadi pada material 300 Series SS, 400 Series SS dan duplex SS.
- c) Pada area yang mempunya tingkat kelembapan yang tinggi seperti di area *deluge system*, *acid vapors*, atau dekat dengan area *down-wind*.

□ *Appearance*

Kemunculan *Corrosion Under Insulation* bilamana terjadi sebagai berikut :

- a) Pada kasus *localized corrosion*, tipe korosi yang terjadi adalah *pitting* hal ini terjadi karena sistem pengecatan yang buruk
- b) Pada 300 Series SS akan terjadi *chloride stress corrosion cracking*.

□ *Prevention/Mitigation*

Pencegahan *Corrosion Under Insulation* adalah sebagai berikut :

- a) Penggunaan sistem pengecatan dengan kualitas tinggi sehingga memiliki jangka waktu yang panjang.

b) Berhati –hati dalam pemilihan material untuk insulasi

□ *Inspection*

Dalam melakukan inspeksi dan pengecekan apabila terjadi *Corrosion Under Insulation*, teknik yang digunakan yaitu sebagai berikut :

- a) *Visual Test*
- b) *Ultrasonic Test*
- c) *Deep Penetrant eddy-current inspection*
- d) *Real-time profile X-Ray*

### **2.6.1.3. Microbiologically-Influenced Corrosion (MIC)**

□ *Description of Damage*

Korosi yang terjadi karena adanya organisme-organisme seperti bacteria, alga, dan jamur yang tinggal.

□ *Affected Material*

MIC dapat menyebabkan kerusakan pada material seperti Carbon dan low alloy steels, 300 Series SS, 400 Series SS, Alumunium, dan Tembaga.

□ *Critical Factor*

Faktor-faktor kritis dari MIC sebagai berikut :

- a) MIC biasanya ditemukan pada lingkungan yang dimana dapat berpotensi tumbuhnya microorganism
- b) Kemampuan *microorganism* yang mampu hidup pada kondisi ekstrim.
- c) Kemampuan *microorganism* yang dapat berkembang biak dengan cepat dan tak terkontrol

□ *Affected Unit or Equipment*

MIC dapat mempengaruhi peralatan dibawah ini :

- a) MIC dapat terjadi pada peralatan *heat exchanger*, daerah *bottom storage tanks*, pipa dengan aliran rendah, pipa yang bersentuhan dengan tanah.
- b) *Fire water system*

□ *Appearance*

Kemunculan MIC bilamana terjadi sebagai berikut :

- a) Korosi berdasarkan MIC bisa menjadi *localized pitting*
- b) Kerusakan akibat MIC berdasarkan *pitting* di carbon steel

□ *Prevention / mitigation*

Dalam pencegahan terjadinya MIC, cara yang digunakan yaitu sebagai berikut :

- a) Penggunaan *wrapping* dan *cathodic protection* pada pipa *underground*
- b) Mengatur kecepatan aliran pada kondisi minimal
- c) Ketika setelah *hydrotess* segera lakukan pengosongan dan pengeringan untuk menghindari munculnya *microorganism*
- d) Merawat kondisi cat di bagian dalam dari *storage tank*

□ *Inspection*

Dalam melakukan inspeksi dan pengecekan apabila terjadi SSC under insulation, teknik yang digunakan yaitu dengan efektivitas inspeksi pada *visual test*.

#### **2.6.1.4. CO<sub>2</sub> Corrosion**

□ *Description of Damage*

CO<sub>2</sub> Corrosion terjadi ketika CO<sub>2</sub> bercampur dengan wair yang membentuk asam karbonat (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). Keasaman yang dikarenakan nilai pH yang rendah sehingga dapat menimbulkan *general corrosion* dan *pitting corrosion* pada *carbon steel*.

- *Affected Material*  
CO<sub>2</sub> Corrosion dapat menyebabkan kerusakan pada material seperti *Carbon steel* dan *low alloy steel*.
- *Critical Factor*  
Faktor-faktor kritis dari CO<sub>2</sub> Corrosion sebagai berikut :
  - a) pH dan temperatur merupakan faktor kritis dari CO<sub>2</sub> Corrosion
  - b) *Corrosion* yang terjadi bilamana pada fase liquid
  - c) Meningkatnya temperatur dapat meningkatkan laju korosi
- *Affected Units or Equipment*  
CO<sub>2</sub> Corrosion dapat mempengaruhi peralatan dibawah ini :
  - a) Sistem kondensat dan *boiler feedwater* dapat terpengaruh oleh CO<sub>2</sub> Corrosion
  - b) Pada sistem *regenerator*
- *Appearance*  
Kemunculan CO<sub>2</sub> Corrosion dapat berupa *localization thinning* atau *pitting corrosion* pada *carbon steel*.
- *Prevention / Mitigation*  
Dalam pencegahan terjadinya CO<sub>2</sub> Corrosion, cara yang digunakan yaitu sebagai berikut :
  - a) Penggunaan *corrosion inhibitor* pada sistem kondensat
  - b) Peningkatan pH diatas 6
  - c) Pengaplikasian material 300 Series SS
- *Inspection*  
Dalam melakukan inspeksi dan pengecekan apabila terjadi CO<sub>2</sub> Corrosion, teknik yang digunakan yaitu :
  - a) *Visual Test*

- b) *Ultrasonic Test*
- c) *Radiographic Test*

#### **2.6.1.5. $H_2S$ Corrosion**

- *Description of Damage*  
Keretakan yang disebabkan karena kombinasi korosi dari keberadaan air dan  $H_2S$  dengan *tensile stress* dan dihasilkan dari proses korosi sulfide pada permukaan logam.
- *Affected Material*  
 $H_2S$  Corrosion dapat menyebabkan kerusakan pada material seperti *carbon steel*, *low alloy steel*, 400 Series SS, dan 300 Series SS.
- *Critical Factor*  
Faktor-faktor kritis dari  $H_2S$  Corrosion yaitu sebagai berikut :
  - a) Keberadaan *hydrogen*, konsentrasi  $H_2S$  pada suatu fluida, dan temperatur.
  - b) Laju korosi yang tinggi ditemukan pada gas oil desulfurizers
  - c) Ketika kandungan *hydrogen* tinggi, laju korosi akan meningkat.
- *Affected Units or Equipment*  
 $H_2S$  Corrosion terjadi pada pipa dan peralatan dimana terdapat aliran  $H_2S$  dengan temperatur yang tinggi.
- *Appearance*  
Kemunculan  $H_2S$  Corrosion dapat berupa uniform loss pada ketebalan suatu peralatan.
- *Prevention / Mitigation*

Dalam pencegahan terjadinya  $H_2S$  Corrosion, cara yang digunakan yaitu sebagai berikut :

- a) Penggunaan material 300 Series SS
- b) Penggunaan kuantitas chromium yang lebih banyak pada suatu campuran

□ *Inspection*

Dalam melakukan inspeksi dan pengecekan apabila terjadi  $H_2S$  Corrosion, teknik yang digunakan yaitu :

- a) *Visual Test*
- b) *Ultrasonic Test*
- c) *Radiographic Test*

### 2.6.2. *Degradation Group*

Dalam menentukan *degradation mechanisms* terdapat beberapa cara, namun dalam DNV RP-G101 ini, penentuan *degradation mechanisms* menggunakan pengelompokan berdasarkan fluida yang terkandung dalam sistem perpipaan. *Degradation group* dibagi menjadi :

Tabel 2. 4. *Degradation Group*

<b><i>Degradation Group</i></b>	<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>
<i>Hydrocarbon</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>□ <i>External Uninsulated/Insulated Corrosion,</i></li> <li>□ <i>Sand Erosion,</i></li> <li>□ <i>Water Corrosion,</i></li> <li>□ <i>Microbiologically Influence Corrosion,</i></li> <li>□ <i>CO<sub>2</sub> Corrosion,</i></li> <li>□ <i>H<sub>2</sub>S Corrosion</i></li> </ul>
<i>Vent</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>□ <i>External Uninsulated/Insulated Corrosion,</i></li> <li>□ <i>CO<sub>2</sub> Corrosion,</i></li> <li>□ <i>H<sub>2</sub>S Corrosion</i></li> </ul>

<b><i>Degradation Group</i></b>	<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>
<i>Chemical</i>	<input type="checkbox"/> <i>External Uninsulated/Insulated Corrosion,</i> <input type="checkbox"/> <i>Microbiologically Influence Corrosion,</i> <input type="checkbox"/> <i>CO<sub>2</sub> Corrosion,</i> <input type="checkbox"/> <i>H<sub>2</sub>S Corrosion</i>
<i>Waters</i>	<input type="checkbox"/> <i>External Uninsulated/Insulated Corrosion</i> <input type="checkbox"/> <i>Water Corrosion,</i> <input type="checkbox"/> <i>Microbiologically Influence Corrosion,</i>
<i>Insignificant</i>	<input type="checkbox"/> <i>No degradation mechanisms expected</i>

### **2.7. Inspection**

Inspeksi merupakan evaluasi kualitas dari beberapa karakteristik yang berhubungan dengan standar atau spesifikasi. Proses inspeksi berkembang parallel seiring perkembangan sistem yang kompleks dan proses produksinya. Sebuah diagram aliran berfungsi untuk menunjukan jenis-jenis material komponen, dan proses yang secara kolektif atau secara berurutan membentuk sistem. Inspeksi terdiri dari beberapa kegiatan diantaranya adalah interpretasi, spesifikasi, pengukuran, dan pembandingan dengan spesifikasi, menilai kesesuaian, klasifikasi sesuai kasus, klasifikasi tidak sesuai kasus, dan pencatatan dan pelaporan data yang diperoleh (Pierre, 2007).

Beberapa teknik inspeksi yang dapat digunakan merupakan pilihan dari jadwal spesifik akan bergantung pada keakuratan dan biaya inspeksi tersebut, menyeimbangkan antara uang yang dihabiskan pengukuran keselamatan dengan bisa dikembalikan lagi pada sistem yang dipertahankan integritas.



Dalam melakukan inspeksi perlu dipertimbangkan faktor biaya dan faktor penjadwalan, supaya dalam pelaksanaannya berjalan efektif dan efisien. Tujuan dilakukannya inspeksi yaitu supaya dapat menilai kondisi yang terjadi di lapangan sehingga didapatkan informasi guna penilaian risiko berikutnya. Dalam hal ini objek yang diinspeksi adalah pipa yang terdapat pada platform.

DNV-RP-G101 telah merekomendasikan beberapa metode inspeksi yang akan dilakukan, diantaranya yaitu :

□ *General Visual Inspection*

Inspeksi visual merupakan cara inspeksi yang paling sering digunakan dikarenakan inspeksi ini dilakukan dengan atau tanpa menggunakan alat bantu optik, seperti mikroskop, boroskop, endoskop, ataupun alat lainnya yang berfungsi membantu inspeksi secara visual.

□ *Close Visual Inspection*

Sesuai namanya, close visual inspection adalah proses inspeksi menggunakan alat bantu optik dengan wilayah inspeksi yang lebih rinci dalam pemeriksaannya. Keuntungan menggunakan close visual inspection dibandingkan dengan general visual inspection, yaitu lebih detail dalam pengukurannya serta dapat menjangkau area-area yang sulit untuk diinspeksi

□ *Eddy Current Testing*

*Eddy current testing* merupakan salah satu metode inspeksi yang memanfaatkan arus eddy yang terbentuk dari kumparan kawat yang melilit besi, sehingga memunculkan medan magnet. Dalam metode ini alat yang digunakan yaitu *eddyscope*, komponen-komponen *eddyscope* terdiri dari monitor yang berfungsi untuk menampilkan sinyal-sinyal eddy yang berasal dari scanner. Jika terdapat defect pada

obyek yang diinspeksi, akan terlihat perubahan medan magnet yang dihasilkan oleh arus eddy.

□ *Magnetic Particle Inspection*

*Magnetic Particle Inspection* (MPI) merupakan suatu cara untuk mengetahui adanya retak atau cacat yang ada di permukaan (*surface* atau *sub surface discontinuitas*) pada bahan-bahan *ferromagnetic*. Prinsip kerja pengujian ini didasarkan pada sifat benda-benda *ferromagnetic* yang akan memberikan kutub-kutub magnet jika benda tersebut di magnetisasi, adanya kutub magnet itu akan menyebabkan timbulnya aliran medan magnet dari kutub utara ke kutub selatan. Jika terdapat cacat pada benda uji maka cacat tersebut akan menyebabkan timbulnya medan magnet baru, jika cacatnya terletak tegak lurus terhadap arah medan magnet.

Kelebihan dari magnetic particle inspection adalah :

- Dapat mendeteksi cacat yang sangat kecil
- Mendeteksi cacat pada benda-benda yang kompleks
- Dapat memeriksa benda yang berbentuk pipa dan ring
- Dapat memeriksa cacat surface dan subsurface

□ *Dye Penetration Testing*

*Dye Penetrant Inspection* (DPI), merupakan salah satu metode inspeksi dengan memanfaatkan sifat kapilaritas dan kontras warna. Tes ini dilakukan bila obyek yang dilakukan bermaterialkan non-ferromagnetic. Prinsip kerja dari DPI ada empat yaitu *cleaning*, aplikasi penetran, aplikasi pewarna kontras, dan inspeksi.

□ *Real Time Radiography*

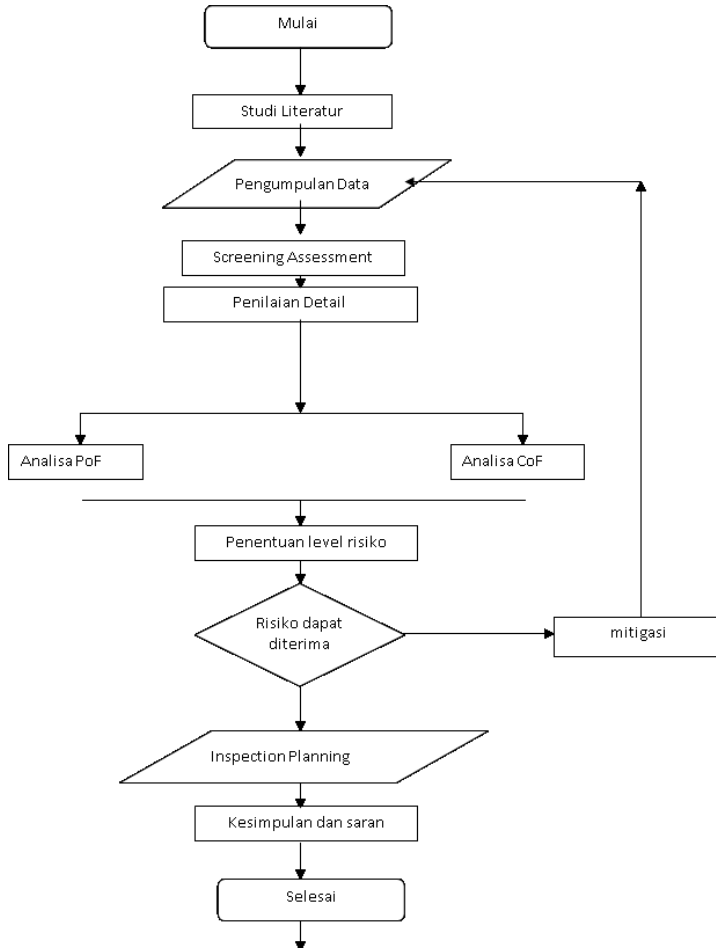
*Real-time radiography* (RTR), atau *real-time radioscopy*, adalah metode inspeksi *non-destructive test* yang menggunakan sinar x atau sinar gamma yang mampu

menembus hampir semua logam kecuali timbal. Hasil dari RTR ditampilkan dalam gambar elektronik dan dilihat ketika dilakukan inspeksi. Keuntungan dari metode ini yaitu dapat mendeteksi cacat yang sangat kecil, namun penggunaan metode ini menggunakan biaya yang lebih mahal dibanding metode yang lainnya.

□ *Ultrasonic Testing*

*Ultrasonic testing* (UT) adalah salah satu metode NDT yang banyak digunakan untuk mendeteksi adanya diskontinuitas seperti cacat dalam, cacat permukaan dan cacat dekat permukaan (*subsurface*) dari peralatan yang terbentuk dari logam ataupun paduan (*alloy*). Prinsip kerjanya adalah dengan memanfaatkan rambatan gelombang ultrasonic yang dikeluarkan oleh *transducer* pada benda kerja dan kemudian gelombang baliknya ditangkap oleh *receiver*. Gelombang yang diterima ini dapat diukur intensitasnya, waktu perambatan atau resonansi yang ditimbulkan sehingga pada umumnya pemeriksaan *ultrasonic* ini didasarkan pada perbedaan intensitas gelombang yang diterima serta waktu perambatannya

### BAB III. METODOLOGI PENELITIAN



**Gambar 3. 1.** Diagram alur pengerjaan skripsi

### **3.1. Identifikasi dan perumusan masalah**

Pada proses ini dilakukan identifikasi dan perumusan masalah yang terdapat pada pipeline tersebut. Pada skripsi ini permasalahan yang diambil yaitu sistem perpipaan pada platform XYZ. Karena muatan pipa yang didistribusikan adalah liquid, maka terdapat damage mechanism korosi yang bisa menimbulkan penipisan pada ketebalan dinding pipa sehingga akan mengakibatkan kebocoran yang dapat menimbulkan kebakaran dan ledakan. Namun sejauh mana risiko tersebut akan terjadi dan sebesar apakah dampak yang ditimbulkan maka perlu dilakukan sebuah analisa risiko yang dilakukan menggunakan metode RBI DNV-RP-G101 untuk menyatakan risiko dapat diterima atau tidak. Kemudian apabila risiko tersebut tidak dapat diterima maka perlu dilakukan suatu mitigasi untuk menurunkan risiko tersebut.

### **3.2. Studi literatur**

Tahapan selanjutnya adalah melakukan studi literatur dengan tujuan untuk merangkum teori-teori dasar, acuan secara khusus dan umum, serta memperoleh berbagai informasi pendukung lainnya yang berhubungan dengan pengerjaan penelitian ini. Studi literatur ini diperoleh dari buku dan jurnal, paper, atau dari internet yang mendukung bahasan penelitian ini. Selain itu bisa juga dengan melakukan tanya jawab dengan pihak yang berkepentingan dan berkompeten pada bahasan ini.

### **3.3. Pengumpulan data**

Pada dasarnya data yang dibutuhkan untuk analisa dengan metode RBI ini adalah semi kuantitatif untuk mendukung atau menjawab pertanyaan yang mengacu pada code DNV-RP-G101. Sehingga data-data yang dipakai untuk analisa RBI antara lain :

- (a) Data hasil inspeksi atau *survey* digunakan untuk mengetahui histori tiap-tiap item peralatan yang memiliki potensi risiko.
- (b) Gambar desain dan konstruksi (PID, *engineering specification*, *safety system*, dll) digunakan untuk mengetahui secara detail kondisi lingkungan, sistem pengamanan, sistem deteksi dan isolasi kebocoran.
- (c) Data proses digunakan untuk mendukung perhitungan yang dikombinasikan dengan data-data diatas untuk mengetahui batasan pengoperasian
- (d) Data-data lain yang mendukung untuk penyelesaian analisa risiko dengan metode RBI.

### 3.4. PoF Assessment

#### 3.4.1. Algoritma PoF

Pada DNV-RP-G101, *total probability of failure* ( $PoF_{total}$ ) adalah jumlah kemungkinan dari seluruh kejadian yang menyebabkan kegagalan. Dalam hal ini algoritma yang diberikan oleh DNV adalah :

$$PoF_{Total} = PoF_{Technical} + PoF_{Accidental} + PoF_{Gross-error} + PoF_{Unkown} \quad (3.1)$$

Dimana :

$PoF_{Technical}$  = PoF yang didasari dari sifat alami dari kondisi pipa ketika dibebani muatan (*fluid service*).

$PoF_{Accidental}$  = PoF yang didasari dari kemungkinan pipa mengalami kecelakaan dari pengaruh lingkungan sekitar. Seperti terdapat objek yang jatuh mengenai pipa.

$PoF_{Gross-error}$  = PoF yang didasari dari kesalahan manusia, sistem manajemen, dokumentasi, komunikasi, kapabilitas operator.

$PoF_{Unkown}$  = PoF yang disebabkan oleh fenomena yang tidak diperhitungkan sebelumnya atau yang tidak

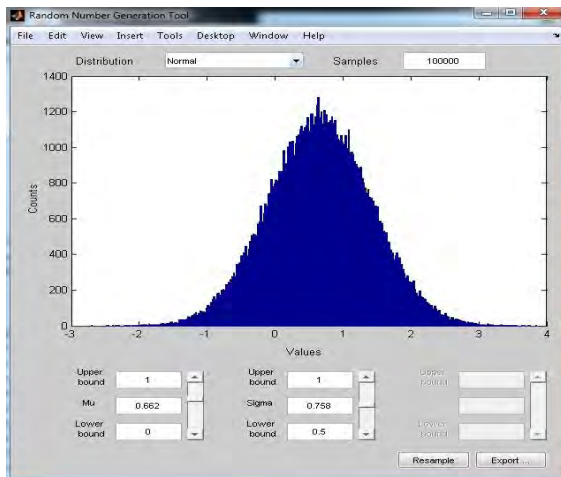
diharapkan dan tidak diketahui, seperti fenomena bencana alam.

Pada penilaian PoF ini metode yang digunakan yaitu metode kuantitatif, dalam DNV menyebutkan PoF yang akan digunakan dalam asesmen yaitu  $PoF_{\text{Technical}}$  dan  $PoF_{\text{Accidental}}$ . Namun dalam tugas akhir ini penulis membatasi masalah untuk tidak menghitung  $PoF_{\text{Accidental}}$ , oleh karena itu hanya  $PoF_{\text{Technical}}$  yang digunakan dalam asesmen ini.

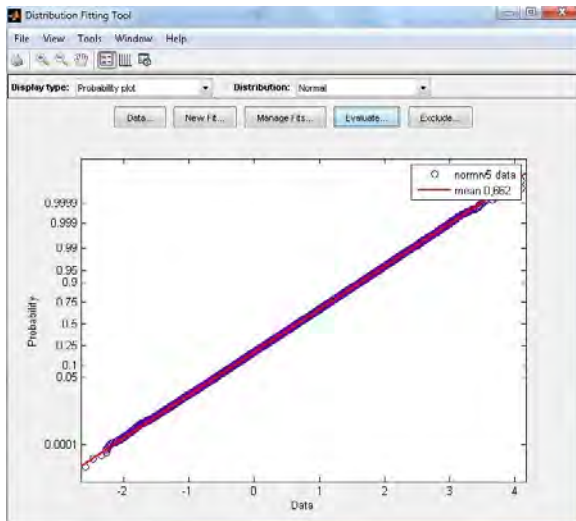
### 3.4.2. Penentuan *Probability* dengan Distribusi Normal

Dalam menentukan PoF dengan metode kuantitatif, dapat diketahui bahwa hasil akhir dari metode tersebut berupa angka antara 0 sampai 1. Dikarenakan pada setiap *degradation mechanisms* menyebutkan penggunaan distribusi normal, untuk itu akan dijelaskan langkah-langkah penggunaan distribusi normal menggunakan *tools* MATLAB R2010a sebagai berikut :

- Memasukan input “>>randtool” pada *workspace*.
- Kemudian akan muncul *Random Number Generation Tool*, setelah itu memasukan nilai *Mean* dan *Standar Deviation* yang telah diketahui dari DNV dan memasukan sample sebanyak 100000, sehingga akan muncul tampilan pada **gambar 3.2**.
- Lalu input “>>dfittool” pada *workspace*, sehingga akan muncul tampilan *Distribution Fitting Tool*.
- Pada *distribution fitting tool* ini, memilih *display type Probability plot*, kemudian memasukan data yang telah diinput sebelumnya, sehingga akan muncul tampilan pada **gambar 3.3** berikut.



**Gambar 3. 2.** Tampilan random generation number



**Gambar 3. 3.** Tampilan Probability Plot



- Setelah itu pilih tombol *evaluate* untuk mengetahui nilai probability terhadap X.

X	F(X)
-3	6.38170e-07
-2.3	4.43117e-05
-1.6	0.00128
-0.9	0.01934
-0.2	0.12044
0.5	0.44914
1.2	0.79320
1.9	0.94937
2.6	0.99401
3.3	0.99970
4	0.99999

**Gambar 3. 4.** Tampilan tabel *evaluate*

- Kemudian input nilai X sesuai invers distribusi normal dengan langkah-langkah sebagai berikut :  
 Input  $U_1 = \text{Rn}(0,1)$ ,  $U_2 = \text{Rn}(0,1)$   
 Input  $V_1 = 2U_1 - 1$ ,  $V_2 = 2U_2 - 1$   
 Input  $W = V_1^2 + V_2^2$   
 Jika  $(W < 1)$  maka  $Y = \sqrt{(-2 \ln W)/W}$   
 Maka untuk nilai  $X = \mu + \sigma V_1 Y$   
 Setelah diketahui nilai X, maka dapat ditemukan nilai *probability* tersebut.

### 3.4.3. PoF External Uninsulation

Dalam menentukan PoF *External Uninsulation* dilakukan langkah - langkah sebagai berikut :

- 1) Penentuan laju korosi (*mean*) dan *standard deviation* yang dengan mempertimbangkan data *operating temperature* pada sistem kemudian dikonversikan pada tabel 3.1.
- 2) Kemudian menggunakan langkah sesuai subbab 3.4.2

Tabel 3. 1. *External Corrosion rate uninsulation*

Temperature	Mean (mm/year)	Std. Dev. (mm/year)
$T < -5^{\circ}\text{C}$	<i>Not Applicable</i>	<i>Not Applicable</i>
$-5^{\circ}\text{C} < T < 20^{\circ}\text{C}$	0,1	0,05
$20^{\circ}\text{C} < T < 100^{\circ}\text{C}$	$0.3547 \cdot \ln(T) - 0.9334$	$0.3929 \cdot \ln(T) - 1.0093$
$100^{\circ}\text{C} < T$	-	-

### 3.4.4. PoF Eksternal *Insulation*

Dalam menentukan PoF Eksternal *Insulation* dilakukan langkah – langkah sebagai berikut :

- 1) Penentuan laju korosi (*mean*) dan *standard deviation* yang diakibatkan oleh *operating temperature* pada sistem, dengan tabel 3.2 yang diberikan sebagai berikut.
- 2) Kemudian menggunakan langkah sesuai subbab 3.4.2

Tabel 3. 2. *External Corrosion rate insulation*

Temperature	Mean (mm/year)	Std. Dev. (mm/year)
$T < -5^{\circ}\text{C}$	-	-
$-5^{\circ}\text{C} < T < 20^{\circ}\text{C}$	As $20^{\circ}\text{C}$	0,286
$20^{\circ}\text{C} < T < 100^{\circ}\text{C}$	$0.0067 \cdot T + 0.3000$	0,286
$100^{\circ}\text{C} < T$		

### 3.4.5. PoF *Internal Sand Erosion*

Dalam menentukan PoF Eksternal *Insulation* dilakukan langkah – langkah sebagai berikut :

- 1) Penentuan laju erosi yang berdasarkan DNV RP O501 “*Erosive Wear in Piping System*”.

$$\dot{E}_L = \frac{\dot{m}_p \cdot K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha)}{\rho_t \cdot A_t} \cdot C_{unit} \text{ (mm /yr)} \quad (3.2)$$

Dimana :

$E_L$  = *Errosion Rate*

$\dot{m}_p$  = *mass flow of sand* (kg/s)

$K$  = *material constant*

$U_p^n$  = particle impact velocity

$\alpha$  = angle

$F(\alpha)$  = function characteristic ductility material

$$F(\alpha) = A_1 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right) - A_2 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^2 + A_3 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^3 - A_4 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^4 + A_5 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^5 - A_6 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^6 + A_7 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^7 - A_8 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot \pi}{180}\right)^8 \quad (3.3)$$

Dimana A adalah konstanta yang diberikan pada **Tabel 3.3**.

Tabel 3. 3. Konstanta A

A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	A <sub>5</sub>	A <sub>6</sub>	A <sub>7</sub>	A <sub>8</sub>
9,37	42,29	110,86	175,81	170,14	98,39	31,21	4,17

$P$  = density of target material (kg/m<sup>3</sup>)

$D$  = Inner Pipe Diameter (m)

$A$  = Area exposed to erosion

$C_{unit}$  = unit conversion (m/s to mm/year)

- 2) Menghitung *standard deviation* dengan *coefficient of variance* 0,2.
- 3) Kemudian menggunakan langkah sesuai subbab 3.4.2

### 3.4.6. PoF Internal Water

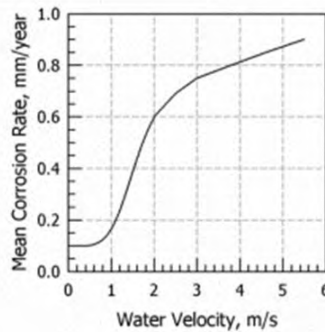
- 1) Memilih tipe air sesuai dengan tabel 3.4 untuk mendapatkan *corrosion rate (mean)* dan *standard deviation*.

Tabel 3. 4. Corrosion rate water

Material Type	Mean (mm/year)	Standard Deviation (mm/year)
Raw Seawater	Flow dependent: Rates from Figure A-3.	0,1

<b>Material Type</b>	<b>Mean (mm/year)</b>	<b>Standard Deviation (mm/year)</b>
<i>Seawater + Biocide/Chlorination</i>	<i>Flow dependent: Rates from Figure 3.4.</i>	0,1
<i>Seawater Low Oxygen</i>	0,01	0,01
<i>Seawater Low Oxygen + Biocide</i>	0,01	0,01
<i>Seawater Low Oxygen + Chlorination</i>	0,01	0,01
<i>Seawater Low Oxygen + Biocide + Chlorination</i>	0,01	0,01
<i>Fresh Water (Cl less than 200 ppm)</i>	0,25	0,1
<i>Closed Loop</i>	0,01	0,01
<i>Exposed Drains</i>	<i>Flow dependent: Rates from Figure 3.4.</i>	0,1
<i>Sanitary Drains</i>	<i>Treat as MIC. Rates from Figure 3.4.</i>	0,1

Untuk tipe air dengan keterangan *flow dependent rates*, merujuk pada gambar 3.5

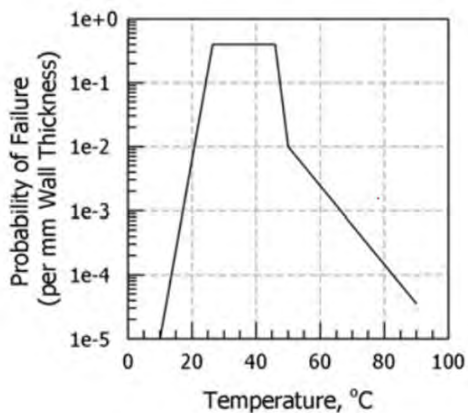


**Gambar 3. 5.** *Corrosion rate water variance*

2) Kemudian menggunakan langkah sesuai subbab 3.4.2

### 3.4.7. PoF *Internal Microbiologically-Influenced Corrosion*

- 1) Menentukan *operating temperature* pada sistem yang akan dilakukan analisa.
- 2) Memplot *operating temperature* pada gambar 3.6



**Gambar 3. 6.** PoF terhadap temperatur untuk MIC

- 3) Menghitung PoF dengan membaginya dengan ketebalan pipa sesuai data hasil survei.

### 3.4.8. PoF Internal CO<sub>2</sub> Corrosion

- 1) Penentuan laju erosi yang berdasarkan NORSOK M-506.

$$CR_t = K_t \times fCO_2^{0.62} \times (S/19)^{0.146+0.0324 \log(fCO_2)} \times f(pH)_t \quad (3.5)$$

Dimana:

$K_t$  = Konstanta untuk setiap tingkat temperatur  $t$   
(tabel 3.5)

$fCO_2$  = fugasitas CO<sub>2</sub> (bar)

$S$  = *Wall shear Stress* (Pa)

$f(pH)_t$  = faktor pH pada temperatur  $t$

Nilai konstanta  $K_t$  dapat ditentukan dari tabel 3.5 berikut ini

Tabel 3. 5. Constant  $K_t$

Temperature °C	$K_t$
20	4,762
40	8,927
60	10,695
80	9,949
90	6,250
120	7,770
150	5,203

Sedangkan pengaruh dari pH dapat ditentukan berdasarkan **tabel 3.6** berikut ini:

Tabel 3. 6. pH Function

<b>Temperature</b>	<b>pH</b>	<b>f(pH)</b>
20 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 4,6$	$f(\text{pH}) = 2,0676 - (0,2309 \times \text{pH})$
20 °C	$4,6 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$f(\text{pH}) = 5,1885 - (1,2353 \times \text{pH})$ + $(0,0708 \times \text{pH}^2)$
40 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 4,6$	$f(\text{pH}) = 2,0676 - (0,2309 \times \text{pH})$
40 °C	$4,6 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$f(\text{pH}) = 5,1885 - (1,2353 \times \text{pH})$ + $(0,0708 \times \text{pH}^2)$
60 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 4,6$	$f(\text{pH}) = 1,836 - (0,1818 \times \text{pH})$
60 °C	$4,6 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$f(\text{pH}) = 15,444 - (6,1291 \times \text{pH})$ + $(0,8204 \times \text{pH}^2) - (0,0371 \times \text{pH}^3)$
80 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 4,6$	$f(\text{pH}) = 2,6727 - (0,3636 \times \text{pH})$
80 °C	$4,6 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$f(\text{pH}) = 331,68 \times e^{(-1,2618 \times \text{pH})}$
90 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 4,57$	$f(\text{pH}) = 3,1355 - (0,4673 \times \text{pH})$
90 °C	$4,57 \leq \text{pH} < 5,62$	$f(\text{pH}) = 21254 \times e^{(-2,1811 \times \text{pH})}$
90 °C	$5,62 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$f(\text{pH}) = 0,4014 - (0,0538 \times \text{pH})$
120 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 4,3$	$f(\text{pH}) = 1,5375 - (0,125 \times \text{pH})$
120 °C	$4,3 \leq \text{pH} < 5$	$f(\text{pH}) = 5,9757 - (1,157 \times \text{pH})$
120 °C	$5 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$f(\text{pH}) = 0,546125 - (0,071225 \times \text{pH})$
150 °C	$3,5 \leq \text{pH} < 3,8$	$f(\text{pH}) = 1$
150 °C	$3,8 \leq \text{pH} < 5$	$f(\text{pH}) = 17,634 - (7,0945 \times \text{pH})$
150 °C	$5 \leq \text{pH} \leq 6,5$	$+ (0,715 \times \text{pH}^2)$ $f(\text{pH}) = 0,037$

*Wall Shear Stress*

$$S = 0.5 \times \rho_m \times f \times U_m^2 \text{ Pa} \quad (3.6)$$

Dimana :

nilai faktor gesekan (f), adalah:

$$f = 0.001375 \left[ 1 + \left( 20000 \frac{k}{D} + 10^6 \frac{\mu_m}{\rho_m u_m D} \right)^{0.33} \right] \quad (3.7)$$

k = kekasaran pipa dan D = diameter pipa

Densitas campuran, kecepatan dan viskositas diperoleh dari:

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_G (1 - \lambda) \quad (3.8)$$

$$\text{Dimana: } \rho_L = \phi \rho_w + \rho_o (1 - \lambda) \quad (3.9)$$

$$\rho_G = 2.7 \cdot 14.5 \cdot 16.018 \cdot P \cdot SG / \left( Z \cdot (460 + T_f) \right) \quad (3.10)$$

$\phi$  = water cut                      dan Z = kompresibilitas gas

SG = Specific Gravity

$$u_m = u_L^s + u_G^s \quad (3.11)$$

$$\text{Incompressibel Liquid} \quad : u_L^s = Q_L / A \quad (3.12)$$

$$\text{Gas superficial velocity} \quad : u_G^s = (Q_G / A) Z (T / T_{std})$$

$$\mu_m = \mu_L \lambda + \mu_G (1 - \lambda) \quad (3.13)$$

$$\lambda = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (3.14)$$

Jika terdapat kandungan air pada aliran fluida tersebut, nilai viskositas dapat dihitung dengan persamaan berikut ini:

$$\mu_L = \mu_0 \left( 1 + \frac{\frac{\phi}{K_0}}{1.187 - \frac{\phi}{K_0}} \right) \quad (Ns/m^2) \quad (3.15)$$

$\mu_0$ : viscosity of oil (Ns/m<sup>2</sup>)

Nilai  $K_0$  untuk *max. relative viscosity*  $\mu_{re/max}$  (relatif terhadap minyak) dan berhubungan dengan *watercut* pada *intervension point*,  $\phi_c$ , adalah:

$$K_0 = \frac{\phi_c}{1.187 \left( 1 - \left( \frac{1}{\mu_{re/max}} \right)^{0.4} \right)} \quad (3.16)$$

Apabila tidak tersedia data, maka *medium viscosity oil/water dispersion* dapat digunakan. Dispersi ini menunjukkan nilai maksimum dari viskositas relative = 7.06 pada *watercut* 0.5.



Nilai viskositas minyak adalah  $0.0011 \text{ Ns/m}^2$  pada  $60^\circ\text{C}$  dan air  $= 0.00046 \text{ Ns/m}^2$ .

Apabila berada diatas *inversion point*, nilai viskositas disperse adalah:

$$\mu_L = \mu_w \left( 1 + \frac{\frac{1-\phi}{K_w}}{1.187 - \frac{1-\phi}{K_w}} \right)^{2.5} \quad (\text{Ns/m}^2) \quad (3.17)$$

$\mu_w$ : viskositas air ( $\text{Ns/m}^2$ )

Dimana:

$$K_w = \frac{1-\phi_c}{1.187 \left( 1 - \left( \frac{R}{\mu_{re/max}} \right)^{0.4} \right)} \quad (3.18)$$

$$R = \frac{\mu_{water}}{\mu_{oil}} \quad (3.19)$$

Nilai viskositas air sangat dipengaruhi oleh temperatur ( $T_c$ ) dan dapat dihitung dengan persamaan berikut:

Pada temperatur ( $T_c$ )  $0 - 20^\circ\text{C}$ :

$$\mu_w = 10^{1301/(998.333+8.1855(T_c-20)+0.00585(T_c-20)^2)-1.30233} \cdot 10^{-3} \quad (\text{Ns/m}^2) \quad (3.20)$$

Pada temperatur ( $T_c$ )  $20 - 150^\circ\text{C}$ :

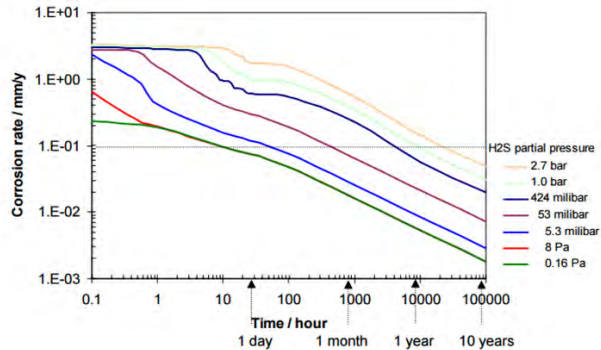
$$\mu_w = 1.002 \left( 10^{1.3272(20-T_c)-0.001053(T_c-20)^2/(T+105)} \right) \cdot 10^{-3} \quad (\text{Ns/m}^2) \quad (3.21)$$

Untuk minyak dengan viskositas medium pada temperatur  $60^\circ\text{C}$ , nilai  $R = 0.42$

2) Kemudian menggunakan langkah sesuai subbab 3.4.2

### 3.4.9. PoF *Internal H<sub>2</sub>S Corrosion*

1) Penentuan laju erosi yang berdasarkan grafik dibawah ini.



Gambar 3. 7. Grafik *corrosion rate H<sub>2</sub>S*

- 2) Menghitung *standard deviation* dengan *coefficient of variance* 0,2.
- 3) Kemudian menggunakan langkah sesuai section 3.4.2

### 3.5. CoF *Assessment*

Dalam menilai CoF, metode yang digunakan yaitu metode semi kuantitatif. Dalam DNV RP G101 telah diberikan beberapa parameter dalam menentukan kategori pada CoF. Langkah-langkah yang dilakukan adalah :

- 1) Meklafifikasikan kategori fluida sesuai tabel 3.7

Tabel 3. 7. *Fluid Categories*

<i>Fluid Category</i>	<i>Description</i>
I	<i>Typical non-flammable water-based fluids.</i> <i>Non-flammable substances which are non-toxic gases at ambient temperature and</i>

<b>Fluid Category</b>	<b>Description</b>
	<i>atmospheric pressure conditions. Typical examples would be nitrogen, carbon dioxide, argon and air.</i>
II	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Flammable and/or toxic substances which are liquids at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples would be oil petroleum products. Methanol is an example of a flammable and toxic fluid.</i></li> <li>- <i>Non-toxic, single-phase natural gas.</i></li> <li>- <i>Flammable and/or toxic fluids which are gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions and which are conveyed as gases and/or liquids. Typical examples would be hydrogen, natural gas (not otherwise covered under category D), ethane, ethylene, liquefied petroleum gas (such as propane and butane), natural gas liquids, ammonia, and chlorine.</i></li> </ul>

2) Mengklasifikasikan area pada sistem menggunakan tabel 3.8

Tabel 3. 8. *Classification Area*

<b>Area class (AC)*</b>	<b>Description</b>
AC0	<i>Hazardous area – QRA has not been carried out as a part of design/engineering/modification.</i>
AC1	<i>Hazardous area – QRA carried out/ utilized during design/engineering/modifications. QRA based on recognized methods and preferably carried</i>

<i>Area class (AC)*</i>	<i>Description</i>
	<i>out by recog- nized risk management team/company.</i>
AC2	<i>Non-Hazardous area.</i>

- 3) Menentukan *rating consequence of failure* berdasarkan tabel.

Tabel 3. 9.penentuan kategori CoF

<i>Fluid Category</i>	<i>Location Class</i>		
	AC 0	AC 1	AC 2
I	D	B-D	A-D
II	E	C-E	C-E

- 4) Menentukan *damage morphology* sesuai dengan *degradation mechanisms* yang tertera pada Tabel A.2. – A.8. di lampiran A.

- 5) Mengklasifikasi *Design pressure* sesuai tabel 3.10

Tabel 3. 10. *Rating classification of design pressure*

<i>Design Pressure</i>	<i>Rating</i>	
$\leq 50$ psig	Very Low	A
$>50$ psig to $< 200$ psig	Low	B
$>200$ psig to $<400$ psig	Medium	C
$>400$ psig to $<600$ psig	High	D
$>600$ psig	Very High	E

- 6) Penentuan *rating* pada langkah ketiga dilakukan peninjauan kembali pada langkah keempat dan kelima, kemudian dipilih yang terburuk.

### 3.6. Penentuan Level Risiko

Setelah mengetahui nilai dari PoF dan CoF, langkah berikutnya adalah melakukan pengeplotan kedalam *risk matrix*. Kategori

risiko (*High, Medium High, Medium, dan Low*) terdapat pada kotak *risk matrix*. Pada tahap ini ditetapkan batas minimal risiko sesuai dengan gambar 3.8 dan table 3.9.

PoF Ranking	Annual Failure Probability	A	B	C	D	E
5	1					
4	$10^{-1}$	Leakage in Utility System				
3	$10^{-2}$					
2	$10^{-3}$	Leakage in Main / HC System				
1	$10^{-4}$					
CoF Ranking		A	B	C	D	E

Gambar 3. 8. Risk matrix acceptance

Tabel 3. 11. PoF acceptance limit vs CoF

Leakage Type	Consequence category				
	A	B	C	D	E
Leakage in Utility system	$10^{-2}$	$10^{-2}$	$10^{-2}$	$10^{-3}$	$10^{-4}$
Leakage in main/HC system	$10^{-2}$	$10^{-3}$	$10^{-4}$	$10^{-2}$	$10^{-5}$

dari tabel dan gambar diatas, kebocoran pada *main system* memiliki rentang penerimaan risiko lebih sedikit dibandingkan *utility system*, karena *main system* merupakan sistem yang vital pada plant sehingga dibutuhkan perhatian lebih khusus dibandingkan *utility system*.

Tujuan dari dilakukannya *critically ranking* ini adalah untuk lebih memfokuskan program inspeksi pada bagian yang kritis sehingga dapat menghemat biaya inspeksi.

### 3.7. Time to Inspection

Tahapan ini digunakan untuk memberikan program inspeksi setelah mendapatkan *critically ranking*. Perencanaan inspeksi berdasarkan risiko yang telah dilakukan sebelumnya, sehingga didapatkan langkah-langkah inspeksi yang terjadwal dan tepat sasaran termasuk didalamnya metode inspeksi yang digunakan. Perhitungan terhadap waktu inspeksi adalah sebagai berikut:

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}} \quad (3.22)$$

Dimana:

- $t_0$  : *Current wall thickness* [mm], dapat diperoleh dari inspeksi.
- $t_{release}$  : *wall thickness* pipa yang diprediksi akan terjadi rilis fluida [mm]. Dapat diperoleh dari prinsip pertama atau berdasarkan formula – formula dari berbagai *code*, seperti ANSI/ASME B31.3, ANSI/ASME B31.G, BS 5500, ASME VIII dan DNV-RP-F101.
- $d_{mean}$  : rata – rata laju kerusakan [mm/year]
- $a$  : *confidence factor*

Adapun tahapan prosesnya adalah sebagai berikut:

- 1) Tentukan nilai *Wall thickness* yang diperoleh dari hasil inspeksi.
- 2) Tentukan *wall thickness* pada bagian pipa yang diprediksi akan terjadi rilis / kebocoran.
  - a) Harus mempertimbangkan morfologi kerusakan, seperti penipisan secara seragam. Untuk jenis kerusakan *local* yang tidak berimplikasi terhadap *wall stress*, dapat diabaikan.
  - b) Dapat mempertimbangkan penggunaan kriteria – kriteria *wall thickness* lain di dalam rencana inspeksi.
  - c) Pada beberapa formula yang disediakan oleh *code*, umumnya disertai dengan *safety factor*. Untuk analisa RBI, nilai – nilai *safety factor* tersebut harus dihilangkan.

- d) Formula – formula pada setiap *code* memberikan persyaratan terhadap *wall thickness* yang berkaitan dengan kemampuan pipa dalam menahan tekanan.
- 3) Tentukan nilai rata – rata laju kerusakan ( $d_{\text{mean}}$ ) dari hasil pengukuran, hasil perhitungan atau *expert judgement*.
- 4) Tentukan nilai *confidence factor* berdasarkan prosedur di bawah ini:
  - a) Metode ini merupakan penyederhanaan dari distribusi yang telah disebutkan pada subbab 3.4, dan diasumsikan bahwa nilai rata – rata laju kerusakan merupakan satu – satunya variable yang tidak tentu.
  - b) Tentukan nilai PoF maksimum untuk setiap item berdasarkan CoF untuk item tersebut serta tipe resikonya.
  - c) Mekanisme untuk selain  $\text{CO}_2$  *Corrosion*:  
 Pada *corrosion rate* terdapat tiga tingkat *coefficients of variance* (CoV) berdasarkan *confidence curve*, yaitu 2.0, 1.0, dan 0.33, yang merepresentasikan tingkat *confidence high*, *medium*, dan *low*. Petunjuk lebih detail untuk menentukan CoV ditunjukkan oleh tabel 3.12
  - d) Pilih kurva pada gambar 3.9 yang sesuai dengan mekanisme degradasi, termasuk CoV. Kurva tersebut dapat digunakan pada tipe distribusi normal dan log-normal.
  - e) Mekanisme untuk  $\text{CO}_2$  *Corrosion*:  
 Khusus untuk  $\text{CO}_2$  *Corrosion*, pada gambar 3.9 diberikan diberikan *confidence curve* yang mewakili 2 kondisi, yaitu *uniform corrosion* dan *local corrosion*.
  - f) Pada kurva yang sesuai (yang dipilih) gunakan nilai  $\text{PoF}_{\text{Limit}}$  pada sumbu horizontal, dan nilai *confidence factor* (a) dapat dibaca pada sumbu vertikalnya.
- 5) Hitung nilai *Time to PoF<sub>Limit</sub>* dengan menggunakan persamaan berikut ini:

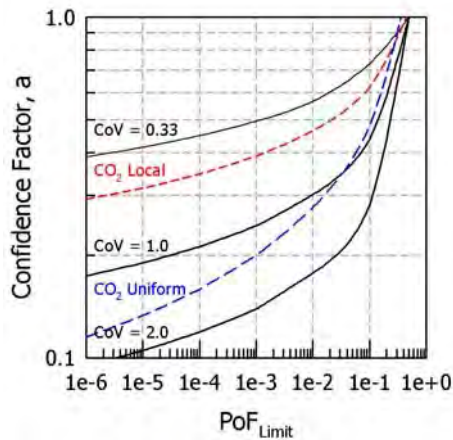
$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}}$$

- 6) Tentukan waktu inspeksi, yang harus dijadwalkan sebelum  $Time\ to\ PoF_{Limit}$ .

Tabel 3. 12. *Definisi confidence level*

<b>Confidence level</b>	<b>Description</b>
<i>High (Confidence CoV = 0,33)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- inspeksi yang dilakukan mempunyai efektifitas yang sangat baik serta data yang didapatkan valid</li> <li>- model degradation mechanisms diperoleh dari banyaknya sumber data serta mempunyai standar deviasi yang rendah</li> </ul>
<i>Medium (Confidence CoV = 0,33)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- inspeksi yang dilakukan mempunyai efektifitas yang baik serta data yang didapatkan valid</li> <li>- model degradation mechanisms diperoleh dari sedikit sumber data serta mempunyai standar deviasi yang sedang</li> </ul>
<i>Low (Confidence CoV = 0,33)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- inspeksi yang dilakukan mempunyai efektifitas yang cukup serta data yang didapatkan valid</li> <li>- model degradation mechanisms diperoleh hanya dari satu sumber data serta mempunyai standar deviasi yang tinggi</li> </ul>





Gambar 3. 9. Grafik confidence factor

### 3.8. Rekomendasi Inspeksi

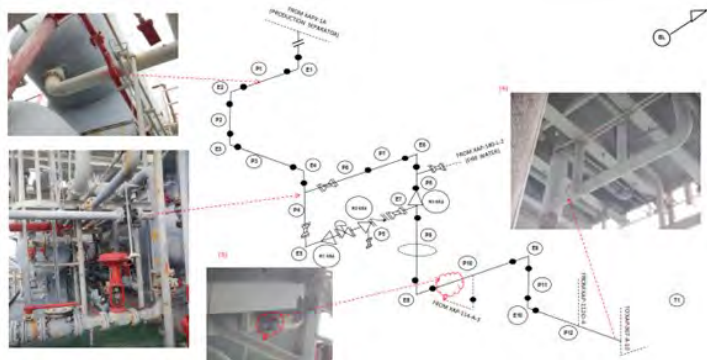
Rekomendasi inspeksi ini bertujuan untuk membantu inspektor dalam melakukan teknik inspeksi yang sesuai dengan hasil dari RBI yang telah dihitung. DNV-RP-G101 telah memberikan rekomendasi yang sudah dilampirkan pada lampiran A.

## BAB IV. ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

### 4. 1. Studi Kasus



Gambar 4. 1. Platform XYZ



Gambar 4. 2. Sistem perpipaan hidrokarbon

Sistem perpipaan yang akan dianalisa adalah sistem dengan *product service hydrocarbon* dan pipa dengan material carbon steel, berikut data lengkap mengenai pipa yang dianalisa pada Tabel 4.1 .

Tabel 4. 1. Data informasi pipa hidrokarbon

<b><i>Equipment Type</i></b>	<b><i>Piping</i></b>	<b><i>Auto Ignition Temp</i></b>	202 °C
<b><i>Process Description</i></b>	<b><i>Wet Crude</i></b>	<b><i>H<sub>2</sub>S Content in water</i></b>	90 ppm
<b><i>Nominal Diameter</i></b>	6 in	<b><i>pH water</i></b>	5,0
<b><i>Current Thickness</i></b>	6,45 mm	<b><i>Material Properties</i></b>	<i>Carbon Steel</i>
<b><i>Primary Fluid</i></b>	<i>Crude Oil</i>	<b><i>Design Pressure</i></b>	285 psi
<b><i>Model Fluid</i></b>	C17-C25	<b><i>Design Temperature</i></b>	100 °C
<b><i>Maximum Operating Temperature</i></b>	93,3 °C	<b><i>External Coating Quality</i></b>	<i>Medium coating quality</i>

#### 4. 2. PoF Eksternal *Uninsulation*

Sesuai dengan ketentuan PoF Eksternal *Uninsulation*, bahwa parameter dalam menentukan nilai *Probability of Faillure* yaitu temperatur operasi pada sistem. Dari data yang tersedia, bahwa temperatur operasi yaitu 93,3 °C. sehingga dapat ditentukan laju korosi akibat eksternal *uninsulation* berdasarkan tabel 3.1 yaitu 0,66 mm/yr dengan *standar deviation* 0,75 mm/yr.

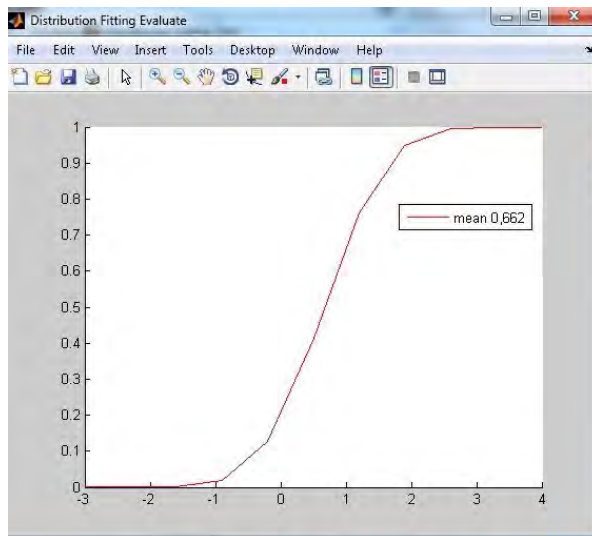
Langkah selanjutnya yaitu menghitung *probability of failure* dengan *software* MATLAB R2010a sesuai langkah-langkah pada subbab 3.4.2.

Input :

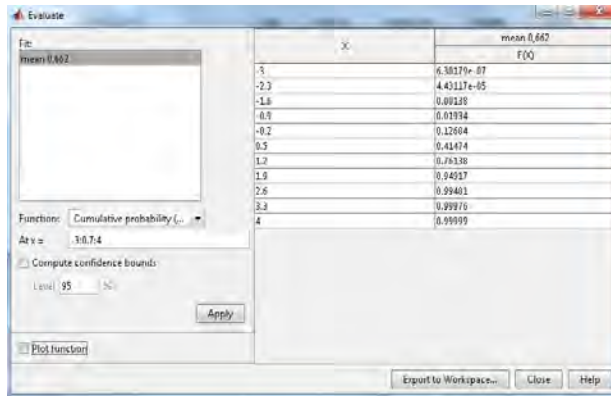
*Mean* : 0,66 mm/yr

*Standar Deviation* : 0,75 mm/yr

Dari data tersebut didapatkan hasil grafik dan tabel dari MATLAB sebagai berikut:



**Gambar 4. 3.** Cumulative density function mean 0,66



**Gambar 4. 4.** Evaluate mean 0,66

Pada **gambar 4.3**, hasil dari matlab direpresentasikan menjadi bentuk *cumulative density function* dengan mean 0,66, sumbu ordinat merepresentasikan nilai *probability of failure* sedangkan sumbu axis merepresentasikan bilangan riil yang akan ditentukan untuk mencari nilai *probability of failure*.

Kemudian menentukan nilai  $x$  sesuai invers distribusi normal dengan langkah-langkah yang telah disebutkan pada bagan 3.4.2.

- Input  $U_1 = \text{Rn}(0,1)$ ,  $U_2 = \text{Rn}(0,1)$

Untuk menentukan *random number* menggunakan Microsoft excel.

- Input  $V_1 = 2U_1 - 1$ ,  $V_2 = 2U_2 - 1$
- Input  $W = V_1^2 + V_2^2$
- Jika ( $W < 1$ ) maka  $Y = \sqrt{(-2\ln W)/W}$
- Maka untuk nilai  $X = \mu + \sigma V_1 Y$ , sehingga nilai  $x$  didapatkan sebesar -0,15
- Lalu gunakan iterasi berdasarkan nilai-nilai antara -0,15 dari **gambar 4.4**

Sehingga nilai *probability of failure* dari Eksternal *Unisulation* dapat ditentukan sebesar **0,0193**

#### **4. 3. PoF Eksternal Insulation**

Pada contoh studi kasus pipa ini, pipa tidak menggunakan insulasi. Maka *probability of failure* tidak dihitung.

#### **4. 4. PoF Internal Sand Erosion**

Dalam menentukan PoF *internal sand erosion*, menggunakan persamaan yang telah dijelaskan pada bagan 3.4.5, yaitu

$$\dot{E}_L = \frac{\dot{m}_p \cdot K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha)}{\rho_t \cdot A_t} \cdot C_{unit} \text{ (mm /yr)}$$

Berdasarkan data yang tersedia, didapatkan untuk laju erosi pada pipa ini sebesar 0,26 mm/yr. sesuai ketentuan dari DNV bahwa *coefficient of variance* untuk *sand erosion* sebesar 0,2, maka nilai *standard deviation* yaitu 0,05 mm/yr.

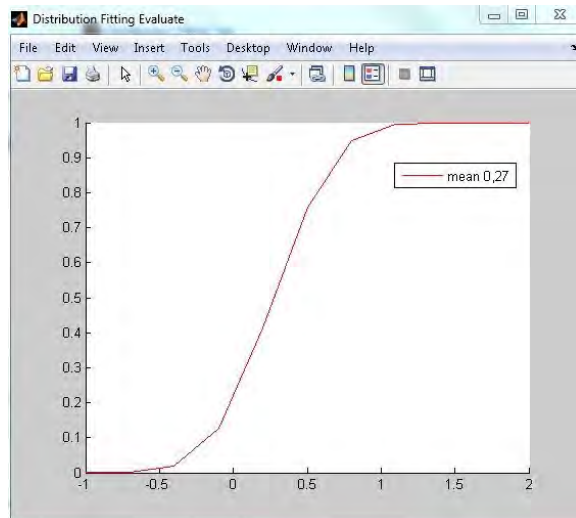
Langkah selanjutnya yaitu menghitung *probability of failure* dengan software MATLAB R2010a sesuai langkah-langkah pada subbab 3.4.2.

Input :

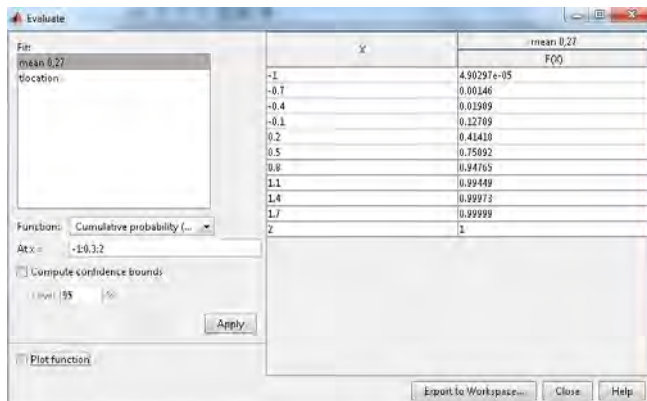
*Mean* : 0,27 mm/yr

*Standar Deviation* : 0,05 mm/yr

Dari data tersebut didapatkan hasil grafik dan tabel dari MATLAB sebagai berikut:



**Gambar 4. 5.** *Cumulative Density Function mean 0,27*



**Gambar 4. 6.** *Evaluate Mean 0,27*

Pada **gambar 4.5**, hasil dari matlab direpresentasikan menjadi bentuk *cumulative density function* dengan *mean 0,27*, sumbu

ordinat merepresentasikan nilai *probability of failure* sedangkan sumbu axis merepresentasikan bilangan riil yang akan ditentukan untuk mencari nilai *probability of failure*.

Kemudian menentukan nilai  $x$  sesuai invers distribusi normal dengan langkah-langkah yang telah disebutkan pada bagan 3.4.2.

- Input  $U_1 = \text{Rn}(0,1)$ ,  $U_2 = \text{Rn}(0,1)$ , untuk menentukan *random number* menggunakan Microsoft excel.
- Input  $V_1 = 2U_1 - 1$ ,  $V_2 = 2U_2 - 1$
- Input  $W = V_1^2 + V_2^2$
- Jika  $(W < 1)$  maka  $Y = \sqrt{(-2\ln W)/W}$
- Maka untuk nilai  $X = \mu + \sigma V_1 Y$ , sehingga nilai  $x$  didapatkan sebesar -0,14
- Lalu gunakan iterasi berdasarkan nilai-nilai antara -0,15 dari **gambar 4.6**

Sehingga nilai *probability of failure* dari *internal sand erosion* sebesar **0,011**

#### **4. 5. PoF Internal Water**

Dalam menentukan PoF *internal water*, menentukan *material type water* tersebut sesuai tabel 3.12. karena sistem ini berada di *offshore* dan belum mengalami *treatment* maka ditentukan material type **raw seawater**.

Langkah berikutnya yaitu menentukan *corrosion rate*, dari tabel 3.12. dikarenakan *material type* adalah *raw seawater*, maka untuk menentukan *corrosion rate* harus merujuk pada gambar 3.7. berdasarkan data, bahwa kecepatan aliran fluida sebesar 3 m/s sehingga ditentukan *mean corrosion rate* sebesar 0,75 mm/yr dan *standard deviation* 0,1 mm/yr.



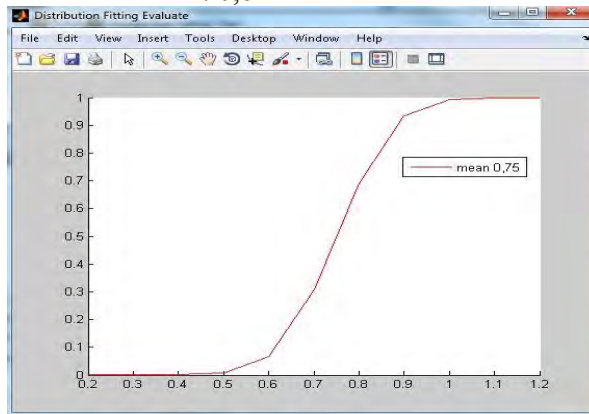
Langkah selanjutnya yaitu menghitung *probability of failure* dengan software MATLAB R2010a sesuai langkah-langkah pada subbab 3.4.2.

Input :

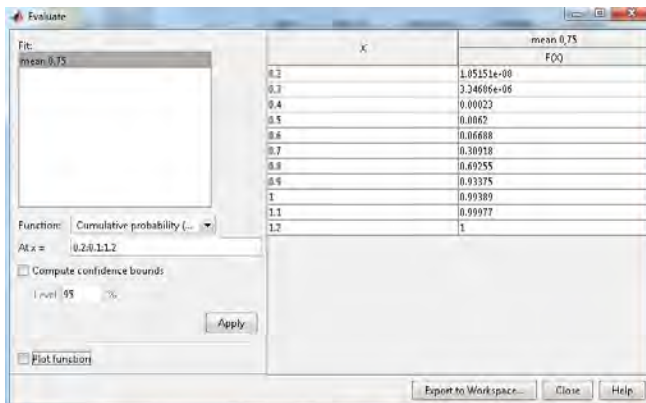
*Mean* : 0,75 mm/yr

*Standar Deviation* : 0,1 mm/yr

Nilai  $x$  : 0,6



**Gambar 4. 7.** Cumulative Density Function mean 0,75



**Gambar 4. 8.** Evaluate mean 0,75

Pada **gambar 4.7**, hasil dari matlab direpresentasikan menjadi bentuk *cumulative density function* dengan mean 0,75, sumbu ordinat merepresentasikan nilai *probability of failure* sedangkan sumbu axis merepresentasikan bilangan riil yang akan ditentukan untuk mencari nilai *probability of failure*.

Kemudian menentukan nilai  $x$  sesuai invers distribusi normal dengan langkah-langkah yang telah disebutkan pada bagan 3.4.2.

- Input  $U_1 = \text{Rn}(0,1)$ ,  $U_2 = \text{Rn}(0,1)$ , untuk menentukan *random number* menggunakan Microsoft excel.
- Input  $V_1 = 2U_1 - 1$ ,  $V_2 = 2U_2 - 1$
- Input  $W = V_1^2 + V_2^2$
- Jika  $(W < 1)$  maka  $Y = \sqrt{(-2\ln W)/W}$
- Maka untuk nilai  $X = \mu + \sigma V_1 Y$ , sehingga nilai  $x$  didapatkan sebesar -0,14
- Lalu gunakan iterasi berdasarkan nilai-nilai antara 0,6 dari **gambar 4.8**

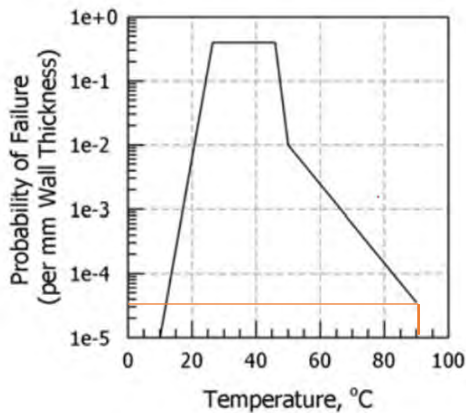
Sehingga nilai *probability of failure* dari *internal water* sebesar **0,066**

#### **4. 6. PoF Internal Microbiologically-Influenced Corrosion**

Dalam menentukan nilai PoF *Internal MIC*, parameter yang harus diketahui adalah ketebalan pipa, dan temperatur operasi. Berdasarkan data yang telah diketahui :

Ketebalan pipa : 6,45 mm

Temperature operasi : 93 °C



**Gambar 4. 9.** PoF terhadap temperatur untuk MIC pada suhu 93<sup>0</sup>C

Maka diketahui nilai *probability failure* untuk MIC sebesar **4,65 x 10<sup>-6</sup>**.

#### 4. 7. PoF Internal CO<sub>2</sub> Corrosion

Dalam Penentuan laju erosi untuk CO<sub>2</sub> Corrosion NORSOK M-506 dengan persamaan sebagai berikut

$$CR_t = K_t \times fCO_2^{0.62} \times (S/19)^{0.146+0.0324 \log(fCO_2)} \times f(pH)_t$$

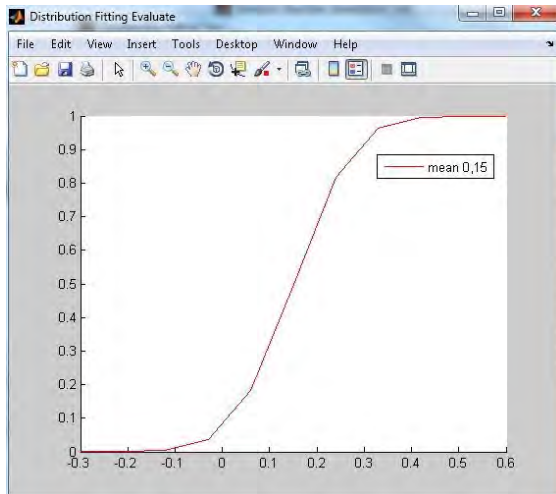
Berdasarkan data yang telah didapat maka, nilai PoF internal CO<sub>2</sub> Corrosion dapat ditemukan yaitu sebesar 0,11 mm/yr dengan *standard deviation* 0,05 mm/yr.

Sehingga nilai *mean* dan *standard deviation* dapat dijadikan input untuk dimasukan kedalam perhitungan lebih lanjut menggunakan matlab.

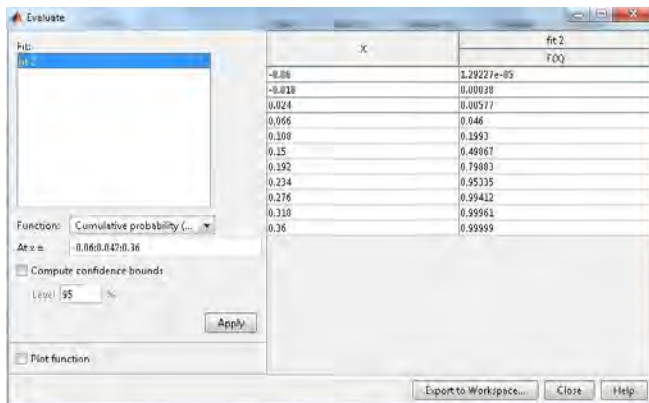
Input

*Mean* : 0,11 mm/yr

*Standar Deviation* : 0,05 mm/yr



**Gambar 4. 10.** Cumulative Density Function Mean 0,11 mm/yr



**Gambar 4. 11.** Evaluate mean 0,11

Pada **gambar 4.10**, hasil dari matlab direpresentasikan menjadi bentuk *cumulative density function* dengan mean 0,11, sumbu ordinat merepresentasikan nilai *probability of failure* sedangkan

sumbu axis merepresentasikan bilangan riil yang akan ditentukan untuk mencari nilai *probability of failure*.

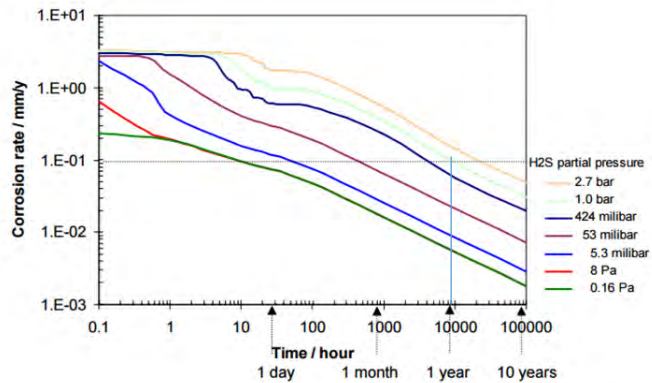
Kemudian menentukan nilai  $x$  sesuai invers distribusi normal dengan langkah-langkah yang telah disebutkan pada subbab 3.4.2.

- Input  $U_1 = \text{Rn}(0,1)$ ,  $U_2 = \text{Rn}(0,1)$ , untuk menentukan *random number* menggunakan Microsoft excel.
- Input  $V_1 = 2U_1 - 1$ ,  $V_2 = 2U_2 - 1$
- Input  $W = V_1^2 + V_2^2$
- Jika  $(W < 1)$  maka  $Y = \sqrt{(-2\ln W)/W}$
- Maka untuk nilai  $X = \mu + \sigma V_1 Y$ , sehingga nilai  $x$  didapatkan sebesar 0,073
- Lalu gunakan interpolasi berdasarkan nilai-nilai antara -0,15 dari **gambar 4.11**

Sehingga nilai *probability of failure* dari  $\text{CO}_2$  Corrosion sebesar **0,059**

#### **4. 8. PoF Internal $\text{H}_2\text{S}$ Corrosion**

Untuk menentukan nilai PoF *internal  $\text{H}_2\text{S}$  Corrosion*, hal awal yang dilakukan adalah mencari *corrosion rate* berdasarkan gambar 3.9, untuk mengetahui corrosion rate diperlukan data tekanan parsial dari  $\text{H}_2\text{S}$  Corrosion. Dari data yang telah dikumpulkan diketahui tekanan parsial dari  $\text{H}_2\text{S}$  Corrosion sebesar 0,19 bar (1% dari tekanan fluida)



**Gambar 4. 12.** Grafik *corrosion rate*  $H_2S$  pada tekanan parsial 0,19 bar

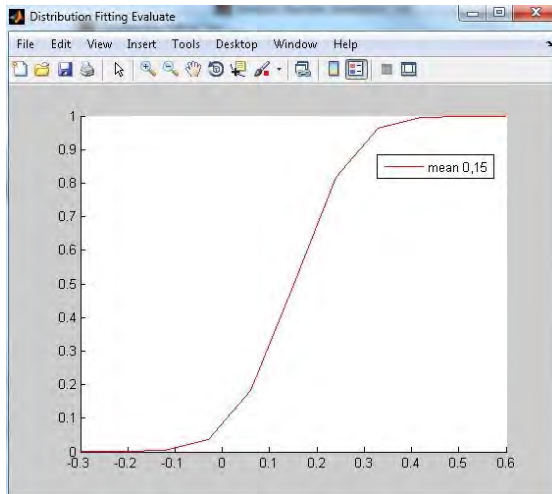
Sehingga dapat diketahui nilai *corrosion rate* sebesar 0,15 mm/yr dengan standar deviation 0,067 mm/yr.

Dari data *mean* dan *standard deviation* yang telah diketahui dapat dilakukan tahapan yang lebih lanjut untuk menghitung *probability of failure* menggunakan MATLAB.

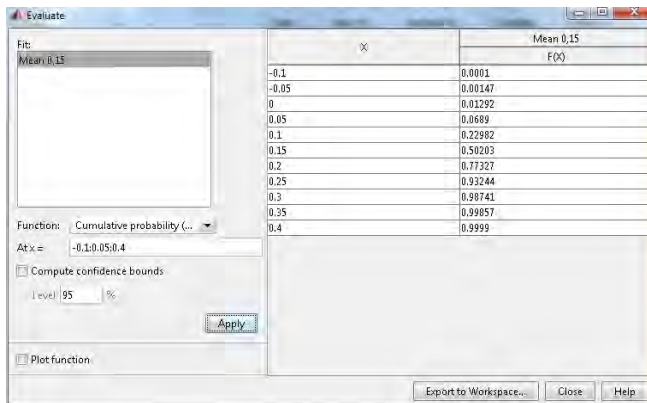
Input :

*Mean* : 0,15 mm/yr

*Standar Deviation* : 0,067 mm/yr



**Gambar 4. 13.** *Cumulative Density Function Mean 0,15 mm/yr*



**Gambar 4. 14.** *Evaluate mean 0,15*

Pada **gambar 4.13**, hasil dari matlab direpresentasikan menjadi bentuk *cumulative density function* dengan mean 0,15, sumbu

ordinat merepresentasikan nilai *probability of failure* sedangkan sumbu axis merepresentasikan bilangan riil yang akan ditentukan untuk mencari nilai *probability of failure*.

Kemudian menentukan nilai  $x$  sesuai invers distribusi normal dengan langkah-langkah yang telah disebutkan pada subbab 3.4.2.

- Input  $U_1 = \text{Rn}(0,1)$ ,  $U_2 = \text{Rn}(0,1)$ , untuk menentukan *random number* menggunakan Microsoft excel.
- Input  $V_1 = 2U_1 - 1$ ,  $V_2 = 2U_2 - 1$
- Input  $W = V_1^2 + V_2^2$
- Jika ( $W < 1$ ) maka  $Y = \sqrt{(-2\ln W)/W}$
- Maka untuk nilai  $X = \mu + \sigma V_1 Y$ , sehingga nilai  $x$  didapatkan sebesar 0,074
- Lalu gunakan iterasi berdasarkan nilai-nilai antara 0,074 dari **gambar 4.14**

Sehingga nilai *probability of failure* dari  $H_2S$  Corrosion sebesar **0,145**

#### 4. 9. CoF Assessment

Sesuai dengan subbab 3.5, dalam melakukan penilaian CoF ada beberapa parameter yang digunakan antara lain *fluid category*, *classification area*, *damage morphology*, serta *pressure category*.

Berdasarkan data pada tabel 4.1, disebutkan fluida yang terkandung dalam sistem ini adalah *wet crude* dengan model fluid C17-C25, sehingga termasuk kedalam *fluid category* II yang didefinisikan sebagai *flammable fluid*.

Tabel 4. 2. Pemilihan kategori dari setiap parameter CoF

<b>Parameter</b>	<b>Category</b>	<b>Note</b>
<i>Fluid Category</i>	II	<i>Flammable fluid</i>



<b>Parameter</b>	<b>Category</b>	<b>Note</b>
<i>Classification Area</i>	AC1	<i>Hazardeous Area</i>
<i>Max. Opt. Pressure</i>	>200 psig to <400 psig	<i>Operating Pressure 283 psig</i>
<i>Damage Morphology:</i> <i>Uninsulation</i> <i>Sand Erosion</i> <i>Water</i> <i>MIC</i> <i>CO2 Corrosion</i> <i>H2S Corrosion</i>	<i>Small Hole</i> <i>Rupture</i> <i>Large Hole</i> <i>Small Hole</i> <i>Rupture</i> <i>Medium Hole</i>	

Dari data-data tersebut kemudian diolah sesuai dengan ketentuan yang telah dijelaskan pada tabel 3.7, tabel 3.8, tabel pada lampiran A, dan tabel 3.10, sehingga menghasilkan seperti yang dijelaskan pada tabel 4.2. dari gambar dapat dilihat bahwa sistem perpipaan berada pada klasifikasi area yang berbahaya maka dari itu kategori untuk *classification area* dipilih AC1, dan dapat disimpulkan bahwa pada sistem yang dilewati *fluid category* II dengan *location class* AC 1 menghasilkan *rating consequence of failure* antara C sampai E. Untuk itu perlu dilakukan analisa lebih lanjut mengenai penentuan *rating consequence of failure* berdasarkan *design pressure* dan *hole size diameter* tiap-tiap *degradation mechanism*.

Tabel 4. 3 Penentuan rating CoF dari Location Class vs Fluid Category

<i>Fluid Category</i>	<i>Location Class</i>		
	AC 0	AC 1	AC 2
I	D	B-D	A-D
II	E	C-E	C-E

Untuk menentukan *rating consequence of failure* berdasarkan *design pressure*, dikarenakan pada sistem nilai *design pressure*

sebesar 283 psig maka dari itu kategori untuk *design pressure* masuk kedalam kelompok >200 psig to <400 psig yang kalau kita lihat pada tabel 4.4 termasuk kedalam rating C.

Tabel 4. 4 Penentuan *rating CoF* berdasarkan *design pressure*

<b>Design Pressure</b>	<b>Rating</b>	
≤ 50 psig	Very Low	A
>50 psig to < 200 psig	Low	B
>200 psig to <400 psig	Medium	C
>400 psig to <600 psig	High	D
>600 psig	Very High	E

Untuk menentukan *rating consequence of failure* berdasarkan *hole size diameter*, perlu dilihat tabel A.2 sampai tabel A.6 yang menjelaskan distribusi *hole diameter* di setiap *degradation mechanism*. Tabel 4.5 merupakan penentuan *rating CoF* yang telah disesuaikan dengan *distribusi hole size diameter*.

Tabel 4. 5. Penentuan *rating CoF* berdasarkan *hole size*

<b>Hole Diameter</b>	<b>Degradation mechanisms</b>		
	<b>Uninsulation</b>	<b>Insulation</b>	<b>Erosion</b>
Small Hole	V	V	
Medium Hole			
Large Hole			
Rupture			V
	<b>Water</b>	<b>MIC</b>	<b>CO<sub>2</sub> Corrosion</b>
Small Hole		V	
Medium Hole			
Large Hole	V		
Rupture			V
	<b>H<sub>2</sub>S Corrosion</b>	Note: Small Hole = A-B Medium Hole = C	
Small Hole			
Medium Hole	V		

Large Hole		Large Hole	= D
Rupture		Rupture	= E

Berdasarkan penentuan *rating consequence of failure* pada tabel 4.3 yang menghasilkan *rating* antara C sampai E. untuk itu telah dilakukan penentuan lebih lanjut berdasarkan *design pressure* dan *hole size diameter*. Dari ketiga cara tersebut ditentukan *rating consequence of failure* yang terburuk, dan hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.6 yang telah dibagi pada setiap *degradation mechanism*.

Tabel 4. 6. Hasil pengkategorian konsekuensi dari setiap *degradation*

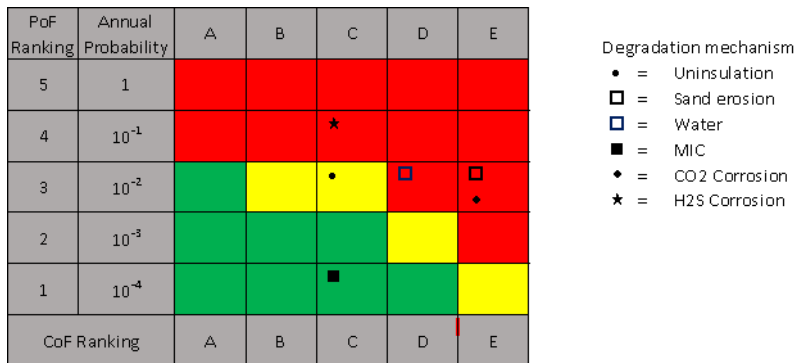
<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>	<b><i>Consequence Category</i></b>
<i>Uninsulation</i>	C
<i>Insulation</i>	-
<i>Sand Erosion</i>	E
<i>Water</i>	D
<i>MIC</i>	C
<i>CO2 Corrosion</i>	E
<i>H2S Corrosion</i>	C

#### 4. 10. Penentuan Level Risiko

Setelah mengetahui nilai PoF dan CoF dari penilaian sebelumnya, langkah berikutnya adalah melakukan pengeplotan kedalam risk matrix. Cara memplotkan risiko yaitu dengan melihat nilai yang dihasilkan dari PoF kemudian dikelompokkan berdasarkan rating sesuai ketentuan dari gambar 3.8, begitu pula dengan consequence of failure. Berikut hasil risk matrix dapat dilihat pada tabel 4.7 dan gambar 4.14.

Tabel 4. 7. Hasil level risiko dari setiap degradation mechanisms

<b>Degradation Mechanisms</b>	<b>PoF</b>	<b>CoF</b>	<b>Risk Level</b>
<i>Uninsulation</i>	0,0193	C	<i>Medium Risk</i>
<i>Insulation</i>	-	-	-
<i>Sand Erosion</i>	0,011	E	<i>High Risk</i>
<i>Water</i>	0,066	D	<i>High Risk</i>
<i>MIC</i>	4,65E-06	C	<i>Low Risk</i>
<i>CO2 Corrosion</i>	0,059	E	<i>High Risk</i>
<i>H2S Corrosion</i>	0,145	C	<i>High Risk</i>



Gambar 4. 15. Plot Risk matrix dari sistem pipa yang dianalisa

dari gambar tersebut, dapat disimpulkan terdapat empat *degradation mechanism* yang termasuk kedalam *high risk* yaitu *sand erosion*, *water*, *CO<sub>2</sub> corrosion*, dan *H<sub>2</sub>S corrosion*. Dan terdapat satu *degradation mechanism* yang termasuk *medium risk* yaitu *uninsulation* serta terdapat satu *degradation mechanism* yang termasuk *low risk* yaitu MIC.

#### 4. 11. *Time to Inspection*

Tahapan interval waktu inspeksi digunakan sesuai langkah-langkah yang telah disebutkan pada subbab 3.7 berdasarkan persamaan sebagai berikut :

##### 4.11.1. *Time to inspection degradation mechanism unisulation*

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}}$$

Dimana :

- a = 0,17 , didapatkan dari grafik pada gambar 3.9
- t<sub>0</sub> = 6,45 mm (berdasarkan data)
- t<sub>release</sub> = 2,8 mm (berdasarkan minimum ketebalan pipa yang diijinkan)
- d<sub>mean</sub> = 0,66 mm/year

maka, didapatkan *time to inspection* untuk *degradation mechanism unisulation* adalah **1,1 tahun**.

##### 4.11.2. *Time to inspection degradation mechanism Sand erosion*

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}}$$

Dimana :

- a = 0,17 , didapatkan dari grafik pada gambar 3.9
- t<sub>0</sub> = 6,45 mm (berdasarkan data)
- t<sub>release</sub> = 2,8 mm (berdasarkan minimum ketebalan pipa yang diijinkan)
- d<sub>mean</sub> = 0,26 mm/year

maka, didapatkan *time to inspection* untuk *degradation mechanism Sand erosion* adalah **2,8 tahun**.

#### 4.11.3. *Time to inspection degradation mechanism water*

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}}$$

Dimana :

a = 0,17 , didapatkan dari grafik pada gambar 3.9  
 $t_0$  = 6,45 mm (berdasarkan data)  
 $t_{release}$  = 2,8 mm (berdasarkan minimum ketebalan pipa yang diijinkan)  
 $d_{mean}$  = 0,75 mm/year

maka, didapatkan *time to inspection* untuk *degradation mechanism water* adalah **1 tahun**.

#### 4.11.4. *Time to inspection degradation mechanism MIC*

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}}$$

Dimana :

a = 0,17 , didapatkan dari grafik pada gambar 3.9  
 $t_0$  = 6,45 mm (berdasarkan data)  
 $t_{release}$  = 2,8 mm (berdasarkan minimum ketebalan pipa yang diijinkan)  
 $d_{mean}$  = 0,051 mm/year

maka, didapatkan *time to inspection* untuk *degradation mechanism MIC* adalah **14,3 tahun**.

#### 4.11.5. *Time to inspection degradation mechanism CO<sub>2</sub> Corrosion*

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{release}}{d_{mean}}$$

Dimana :

$$\begin{aligned}
 a &= 0,17, \text{ didapatkan dari grafik pada gambar 3.9} \\
 t_0 &= 6,45 \text{ mm (berdasarkan data)} \\
 t_{\text{release}} &= 2,8 \text{ mm (berdasarkan minimum ketebalan pipa} \\
 &\quad \text{yang diijinkan)} \\
 d_{\text{mean}} &= 0,11 \text{ mm/year}
 \end{aligned}$$

maka, didapatkan *time to inspection* untuk *degradation mechanism CO<sub>2</sub> Corrosion* adalah **6,4 tahun**.

#### 4.11.6. *Time to inspection degradation mechanism H<sub>2</sub>S Corrosion*

$$Time\ to\ PoF_{limit} = a \frac{t_0 - t_{\text{release}}}{d_{\text{mean}}}$$

Dimana :

$$\begin{aligned}
 a &= 0,17, \text{ didapatkan dari grafik pada gambar 3.9} \\
 t_0 &= 6,45 \text{ mm (berdasarkan data)} \\
 t_{\text{release}} &= 2,8 \text{ mm (berdasarkan minimum ketebalan pipa} \\
 &\quad \text{yang diijinkan)} \\
 d_{\text{mean}} &= 0,15 \text{ mm/year}
 \end{aligned}$$

maka, didapatkan *time to inspection* untuk *degradation mechanism H<sub>2</sub>S Corrosion* adalah **4,8 tahun**.

Berikut rangkuman *time to inspection* dari setiap *degradation mechanisms* pada tabel 4.8.

Tabel 4. 8. Hasil interval inspeksi setiap *degradation mechanisms*

<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>	<b><i>Mean Rate (mm/year)</i></b>	<b><i>Time to Inspection (year)</i></b>
<i>Uninsulation</i>	0,66	1,1
<i>Insulation</i>	-	-

<i>Sand Erosion</i>	0,26	2,8
<i>Water</i>	0,75	1
<i>MIC</i>	0,051	14,3
<i>CO2 Corrosion</i>	0,11	6,4
<i>H2S Corrosion</i>	0,15	4,8

#### 4. 12. Rekomendasi Inspeksi

Ketika waktu inspeksi telah ditentukan untuk setiap degradation mechanism, langkah selanjutnya adalah memberikan rekomendasi kepada inspector untuk melakukan teknik inspeksi yang sesuai dengan *degradation mechanism*. maka dari itu rekomendasi inspeksi untuk pipa yang telah dianalisa dapat dilihat pada tabel 4.9.

Tabel 4. 9. *Recommendation inspection*

<b><i>Degradation Mechanisms</i></b>	<b><i>Risk Level</i></b>	<b><i>Time to Inspection (year)</i></b>	<b><i>Recommendation technique of inspection</i></b>	<b><i>Effectiveness</i></b>
<i>Uninsulation</i>	<i>Medium Risk</i>	1,1	<i>Close Visual Inspection</i>	<i>Effective</i>
<i>Insulation</i>	-	-		
<i>Sand Erosion</i>	<i>High Risk</i>	2,8	<i>Ultra Test Close Visual Inspection Radiography Test</i>	<i>Hihgly Effective</i>
<i>Water</i>	<i>High Risk</i>	1	<i>Ultra Test Close Visual Inspection Radiography Test</i>	<i>Hihgly Effective</i>
<i>MIC</i>	<i>Low Risk</i>	14,3	<i>Ultra Test Close Visual Inspection Radiography Test</i>	<i>Fairly Effective</i>



<i><b>Degradation Mechanisms</b></i>	<i><b>Risk Level</b></i>	<i><b>Time to Inspection (year)</b></i>	<i><b>Recommendation technique of inspection</b></i>	<i><b>Effective ness</b></i>
<i>CO<sub>2</sub> Corrosion</i>	<i>High Risk</i>	<i>6,4</i>	<i>Ultra Test Close Visual Inspection Radiography Test</i>	<i>Hihgly Effective</i>
<i>H<sub>2</sub>S Corrosion</i>	<i>High Risk</i>	<i>4,8</i>	<i>Ultra Test Close Visual Inspection Radiography Test</i>	<i>Hihgly Effective</i>

**LAMPIRAN A**  
**TABEL-TABEL PENDUKUNG**

*"Halaman ini sengaja dikosongkan"*

Tabel A. 1. Product Service Code with descriptions and degradation mechanism group

<b>Product Service Code</b>	<b>Description</b>	<b>Degradation Group</b>
AI	Air Instrument <i>Compressed air system for pneumatic controllers and valve actuators and purging of electrical motors and panels. Comprises dry, inert gas.</i>	<i>Insignificant</i>
AP	Air Plant <i>Compressed air system for air hoists/winches, air motors, sand blasting, spray painting, air tools and motor purging. Typically not dried, so parts may contain water vapour and condensation. Condensed water can be considered as being fresh.</i>	<i>Waters</i>
BC	Bulk Cement <i>Cement powder, generally in dry form.</i>	<i>Chemicals</i>
BL	Cement Liquid Additive <i>May be proprietary liquids. Plasticisers, accelerators and retarders added as liquid to liquid cement to adjust the flow and curing characteristics.</i>	<i>Chemicals</i>
CA	Chemical, Methanol <i>Used to prevent and dissolve hydrates in water containing hydrocarbon gas systems. Should contain less than 2% water by volume. May be used as water scavenger.</i>	<i>Insignificant</i>
CB	Chemical, Biocide <i>May be proprietary fluid biocide such as glutaraldehyde, or chlorine (from electrolysis of seawater or from addition of sodium hypochlorite, etc.).</i>	<i>Chemicals</i>

Product Service Code	Description	Degradation Group
CC	Chemical, Catalyst <i>May be proprietary fluid catalyst for chemical reaction control.</i>	Chemicals
CD	Chemical, Scale Inhibitor <i>May be proprietary scale inhibitor used to prevent scale problems arising from BaSO<sub>4</sub> (typically down- hole) and CaCO<sub>3</sub> (typically surface and heater problems).</i>	Chemicals
CE	Chemical, Demulsifier or Defoamant <i>May be proprietary fluid defoamant / emulsion breaker for water content control in oil by aiding separation of oil and water.</i>	Chemicals
CF	Chemical, Surface Active Fluid <i>May be proprietary fluid surfactant with dual hydrocarbon and polar character and dissolves partly in hydrocarbon and partly in aqueous phases.</i>	Chemicals
CG	Chemical, Glycol <i>100% glycol, which is not considered corrosive.</i>	Insignificant
CH	Chemical, AFFF <i>Fire fighting foam additive to firewater.</i>	Insignificant
CJ	pH Controller <i>May be proprietary chemical for buffers typically to raise the pH.</i>	Chemicals
CK	Corrosion Inhibitor <i>May be proprietary fluid for injection as corrosion protection. Usually not corrosive in undiluted concentration.</i>	Insignificant

Product Service Code	Description	Degradation Group
CM	Cement High/Low Pressure <i>Cement mixed with a carrier, usually seawater, and used downhole. Likely to be erosive.</i>	Chemicals
CN	Chemical, Mud Additive <i>Typically mud acids (e.g. HCl, HF).</i>	Chemicals
CO	Chemical, Oxygen Scavenger <i>Oxygen scavenger. (Typically Sodium bisulphite Na<sub>2</sub>S). Corrosiveness depends on type, and possibly concentration and temperature. Moderate to low concentrations can be tolerated in a variety of materials, but high concentrations may be corrosive.</i>	Chemicals
CP	Chemical, Polyelectrolyte/Flocculent <i>May be proprietary fluid flocculent for oil content control in produced water.</i>	Chemicals
CS	Chemical, Sodium Hypochlorite Solution <i>Concentrated NaClO for supply to each consumer. Corrosiveness depends on concentration and temperature.</i>	Chemicals
CV	Chemical, Wax Inhibitor <i>May be proprietary wax inhibitor for use in produced liquids to hinder formation of waxes as temperatures are reduced.</i>	Chemicals
CW	Chemical, Glycol/Water (Rich Glycol to Regenerator) <i>Regeneration system to remove water from Glycol/Water. Part of the gas drying system. The system is in contact with hydrocarbons. This, and the rich part of the</i>	Chemicals

Product Service Code	Description	Degradation Group
	<i>regenerator, is likely to be the most corrosive area of the system. System fluids are regularly checked for pH due to Glycol breakdown. Note: lean Glycol corrosiveness is dependent on water content and composition.</i>	
DC	Closed Drain System <i>Hydrocarbon liquids in drains from platform equipment and piping, collected in a closed vessel. Inter-mittent use or low flow rates leading to stagnation. May have fuel gas blanket at low pressure. Liquids comprise hydrocarbon oil, gas, water, in proportions according to the equipment drained. There is potential for microbial action.</i>	Hydrocarbons
DO	Drain, Open <i>Drain from helideck, roof drain and drain from test lines, etc. Mostly seawater and rainwater, but some oil likely. Under atmospheric pressure.</i>	Waters
DS	Drain, Sewer/Sanitary <i>Closed system. Drain from living quarters containing domestic sewage.</i>	Waters
DW	Drain Water/Storm <i>Open system. Accumulated water from sea spray and rain led to floor gullies.</i>	Waters
FC	Completion Fluid High/Low Pressure	Chemicals
FJ	Fuel, Jet <i>Clean, water-free aviation fuel (kerosene) for helicopters.</i>	Insignificant
GA	Gas, Firefighting/CO2 <i>Dry, typically bottled, CO2 used as extinguishing gas.</i>	Insignificant

Product Service Code	Description	Degradation Group
GF	Gas, Fuel <i>Process gas used to fuel compressors and generators. Dried hydrocarbon gas with CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the same quantities as the process system.</i>	<i>Insignificant</i>
GI	Gas, Inert <i>Inert gas, such as nitrogen or dry CO<sub>2</sub>. Note: some installations use exhaust gas for inerting storage tanks with this product service code, and these should be considered as cold exhaust gas.</i>	<i>Insignificant</i>
GW	Gas, Waste/Flue <i>Products of burning hydrocarbon gas or diesel fuel. Acidic combustion products may condense in exhaust piping causing high corrosion rates.</i>	<i>Vents</i>
MB	Mud, Bulk/Solid <i>Storage of mud components prior to mixing.</i>	<i>Chemicals</i>
MH	Mud, High Pressure <i>High pressure mud pumping system for deliverance of drilling and completion fluids in normal use. May contain well intervention fluids, completion and packer brine fluids, mud acids (HCl, HF), well stimulation fluids, scale inhibitors, methanol, diesel, varying densities of byrites or other solids.</i>	<i>Chemicals</i>
MK	Mud, Kill <i>Mud pumped into the well for well control purposes. May contain heavy densities of byrites or other solids.</i>	<i>Chemicals</i>



Product Service Code	Description	Degradation Group
ML	Mud, Low Pressure <i>As MH.</i>	<i>Chemicals</i>
OF	Oil, Fuel (Diesel oil) <i>Diesel fuel for use in cranes, generators and well pressure equalisation. Usually dry, but may contain water and organic matter that settles in low/stagnant points.</i>	<i>Insignificant</i>
OH	Oil, Hydraulic <i>Clean, dry, filtered hydraulic oil for actuators.</i>	<i>Insignificant</i>
OL	Oil, Lubricating <i>Clean, dry, filtered oil for lubrication purposes.</i>	<i>Insignificant</i>
OS	Oil, Seal <i>Clean, dry, filtered seal oil for gas compressors. May contain amounts of dissolved process gas.</i>	<i>Insignificant</i>
PB	Process Blow-Down <i>Wet hydrocarbon gas. Parts of system are vents and flare. Will contain CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the same proportions as the systems blown down. Normally purged with fuel gas at low pressure.</i>	<i>Hydrocarbons</i>
PL	Process Hydrocarbons, Liquid <i>Untreated liquid hydrocarbons (post inlet separator). Contains some gas but mostly hydrocarbon liquid with some water, dissolved CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S, potential for sand. May also contain small amounts of CO<sub>2</sub> corrosion inhibitor, scale inhibitor, emulsion breaker and other chemicals. Water contains high levels of dissolved salts</i>	<i>Hydrocarbons</i>

Product Service Code	Description	Degradation Group
	<i>from the reservoir. If water injection is part of the process, may contain bacteria that can colonise stagnant areas.</i>	
PS	Process Hydrocarbons, Vapour Wet <i>Wet untreated gas where water vapour is expected to condense into liquid. Contains CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the same proportions as the reservoir.</i>	Hydrocarbons
PT	Process Hydrocarbons, Two Phase <i>Untreated two phase flow upstream of inlet separator. Contains oil, gas, water, sand, also CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the same proportions as the reservoir. May also have inhibitor and stabilisation chemicals injected close to wellhead. If water injection is part of the process, may contain bacteria that can colonise stagnant areas.</i>	Hydrocarbons
PV	Process Hydrocarbons, Vapour <i>Dry hydrocarbon gas where water is not expected to condense as liquid. (Post separator.) Contains CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the same proportions as the reservoir.</i>	Hydrocarbons
PW	Produced Water System <i>Water from the production separators. It contains water with dissolved CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the same proportions as the reservoir, and some oil. Sand may be carried over from the separator.</i>	Hydrocarbons
SP	Steam, Process	Not Included*
SU	Steam, Utility/Plant	Not Included*
VA	Vent, Atmospheric	Vents

<b>Product Service Code</b>	<b>Description</b>	<b>Degradation Group</b>
VF	Vent, Flare	<i>Vents</i>
WA	Water, Sea Anti-liquefaction	<i>Waters</i>
WB	Water, Sea Ballast/Grout <i>Oxygen rich seawater that may be treated with biocide/chlorination.</i>	<i>Waters</i>
WC	Water, Fresh/Glycol Cooling Medium <i>A closed system where direct seawater cooling is not applicable. Fresh or desalinated water treated with TEG, regularly checked for low pH arising from breakdown of the TEG.</i>	<i>Waters</i>
WD	Water, Fresh Potable <i>Oxygen rich, chlorinated fresh water often with small amounts of salts added for palatability. Max Cl- ions concentration 200 ppm.</i>	<i>Waters</i>
WF	Water, Sea Firefighting <i>Closed seawater system treated with biocides/chlorination.</i>	<i>Waters</i>
WG	Water, Grouting Systems <i>Used for make up of cementitious grout during installation or drilling operations. May be either raw seawater or desalinated seawater.</i>	<i>Waters</i>
WH	Water, Fresh/Glycol (TEG) Heating Medium <i>Heating medium providing required heat load to process and utility equipment. Fresh or desalinated water mixed with TEG. May also contain corrosion inhibitor. Regularly checked for pH due to breakdown of the TEG.</i>	<i>Waters</i>

Product Service Code	Description	Degradation Group
WI	Water, Injection <i>Injected water used for enhanced reservoir recovery. May be treated produced water, treated seawater, or combination.</i>	<i>Water Injection</i>
WJ	Water, Jet <i>Jet water supply for removing of sand from separators, cleaning of tanks etc. May be supplied from produced water, fresh water, disinfected, or treated seawater. May also require addition of anti-scale chemicals.</i>	<i>Waters</i>
WP	Water, Fresh, Raw <i>Desalinated, oxygen rich, untreated water.</i>	<i>Waters</i>
WQ	Water, Fresh, Hot (closed circuit) <i>Fresh or desalinated, oxygen rich, untreated hot water for living quarter and equivalent.</i>	<i>Waters</i>
WS	Water, Sea <i>Oxygen rich, seawater for distribution to the various platform users. May be treated with chlorination to prevent biological growth within the system.</i>	<i>Waters</i>

Tabel A. 2. *Hole size distribution due to external corrosion of uninsulated*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	90
<i>Medium Hole</i>	9
<i>Large Hole</i>	1
<i>Rupture</i>	0

Tabel A. 3. *Hole size distribution due to external corrosion of insulated*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	80
<i>Medium Hole</i>	20
<i>Large Hole</i>	0
<i>Rupture</i>	0

Tabel A. 4. *Hole size distribution due to external corrosion of sand erosion*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	0
<i>Medium Hole</i>	0
<i>Large Hole</i>	0
<i>Rupture</i>	100

Tabel A. 5. *Hole size distribution due to external corrosion of water*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	0
<i>Medium Hole</i>	0
<i>Large Hole</i>	100
<i>Rupture</i>	0

Tabel A. 6. *Hole size distribution due to external corrosion of MIC*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	90
<i>Medium Hole</i>	10
<i>Large Hole</i>	0
<i>Rupture</i>	0

Tabel A. 7. *Hole size distribution due to external corrosion of CO<sub>2</sub>*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	0
<i>Medium Hole</i>	0
<i>Large Hole</i>	0
<i>Rupture</i>	100

Tabel A. 8. *Hole size distribution due to external corrosion of H<sub>2</sub>S*

<b><i>Equivalent Hole Diameter</i></b>	<b><i>% Distribution</i></b>
<i>Small Hole</i>	0
<i>Medium Hole</i>	100
<i>Large Hole</i>	0
<i>Rupture</i>	0

*"Halaman ini sengaja dikosongkan"*

**LAMPIRAN B**  
**GAMBAR ISOMETRI PIPA**



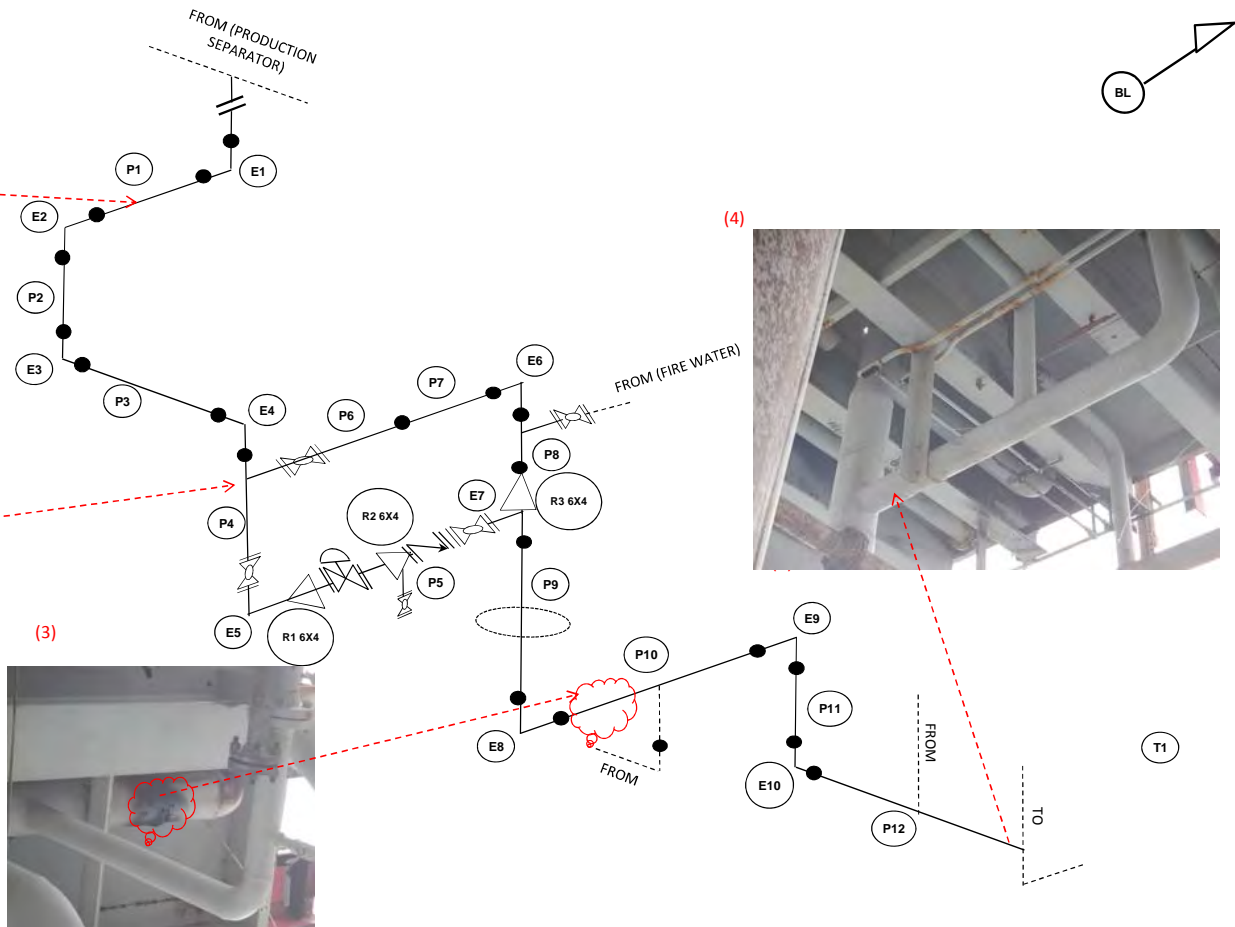
*"Halaman ini sengaja dikosongkan"*

PIPING SYSTEM INSPECTION		Location : XYZ	Personnel
		Inspection Date : XXX	1
		Line No : XXX	2
		Line Description : XXX	
		P&ID No : XXX	

(1)



(2)



(3)



#### Anomaly Description

Loc Pic. No.	1	Loc Pic. No.	2	Loc Pic. No.	3	Loc Pic. No.	4	Loc Pic. No.	5	Remarks
Anomaly Description	1). Was found condition painting at the pipe with poor category	Anomaly Description	1). Was found condition painting at the pipe with good category 2). Painting at the Check Valve & Block Valve with poor category	Anomaly Description	1). Was found indication leaking at the pipe	Anomaly Description	1). Was found condition painting at the pipe with good category	Anomaly Description		NA
Note Location	1). E1	Note Location	1). P1-P7	Note Location	1). P10	Note Location	1). E8-P12	Note Location		

**LAMPIRAN C**  
***SPREADSHEET MODELLING***

*"Halaman ini sengaja dikosongkan"*

 <b>MARINE ENGINEERING</b> <b>ITS</b> <small>Indonesian Technical School</small> <small>Sekeloa Kepulauan</small>	<b>RISK BASED INSPECTION</b>	Assessor :
		12/01/2015

Pipe Tag. :	XXX-YYY-ZZZ	Site :	XYZ PLATFORM
Comission Date :		Facility :	XYZ FACILITIES
Design Code :	ASME B31.3	Manufacture :	N/A

PROCESS OPERATING DATA			
Nominal Diameter :	6	Material Properties :	Carbon Steel
Nominal Thickness :	7.11 mm	Design Pressure :	285 psi
Current Thickness :	6.45 mm	Design Temperature :	100 C
Min. Required Thickness :	2.18 mm	Corrosion Allowance :	1.3 mm
Max. Operating Temperatu:	93.3	CO2 Concentration (%) :	1
Max. Operating Pressure :		H2S Content (%) :	1
Flow Rate :	296.38 m <sup>3</sup> /lpH of fluid		5
Primary Fluid :	Crude Oil	Internal Coating :	No
Most Volatile Fluid :	Methane	External Coating :	Yes
Model Fluid :	C17-C25		
Flammable Fluid :	C17-C25		

DEGRADATION GROUP	
Material Pipe :	Carbon Steel
Product Service :	Hydrocarbon
Degradation Group :	Hydrocarbon, Process Liq

EXTERNAL DAMAGE	
UNINSULATED	YES
Temperature :	90 C
Mean (Corrosion Rate:	0.66 mm/yr
Standard Deviation :	0.75 mm/yr
	PROBABILITY : 0.0193
INSULATED	NO
Temperature :	
Mean (Corrosion Rate:	
Standard Deviation :	
	PROBABILITY :



## RISK BASED INSPECTION

Assessor :

12/01/2015

### INTERNAL DAMAGE

#### SAND EROSION

	YES	
Mean (Erosion Rate) :	0.26	mm/yr
Standard Deviation :	0.05	mm/yr

PROBABILITY : 0.011

#### WATER CORROSION

	YES	
Water Type :	Raw Seawate	
Water Velocity :	3	m/s
Mean (Corrosion Rate :	0.75	mm/yr
Standard Deviation :	0.1	mm/yr

PROBABILITY : 0.066

#### MIC

	YES	
Wall Thickness :	6.45	
Operating Temperatur:	90	
PoF / wall thickness (n:	4.65E-06	

PROBABILITY : 4.65E-06

#### CO2 CORROSION

	YES	
CO2 Partial Pressure :	1	%
pH :	5	
Temperature :	90	C
Mean (Corrosion Rate:	0.11	mm/yr
Standard Deviation :	0.05	mm/yr

PROBABILITY : 0.0047

#### H2S CORROSION

	YES	
H2S Partial Pressure :	1	%
Mean (Corrosion Rate:	0.15	mm/yr
Standard Deviation :	0.067	mm/yr

PROBABILITY : 0.0035

### CONSEQUENCE

FLUID CATEGORY :	II
— Flammable and/or toxic substances which are liq- uids at ambient temperature and atmospheric pres- sure conditions. Typical examples would be oil petroleum products.	

 <b>MARINE ENGINEERING</b> <b>ITS</b> <small>Indonesian Technical School</small> <small>Samartha Indonesia</small>	<b>RISK BASED INSPECTION</b>	Assessor :
		12/01/2015

CLASSIFICATION AREA : 

AC1
-----

Hazardous area – QRA carried out/utlized during design/engineering/modifications. QRA based on recognized methods and preferably carried out by recognized risk management team/company.
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

MAX. OPERATING PRESSURE : >200 psig to <400 psig

DAMAGE MORPHOLOGY :

Degradation	Uninsulation	Insulation	Erosion	Water
Morphology	Small Hole		Rupture	Large Hole

Degradation	MIC	CO2 Corrosion	H2S Corrosion
Morphology	Small Hole	Rupture	Medium Hole

CONSEQUENCE CATEGORY

Uninsulation	Insulation	Erosion	Water
C		C	C

MIC	CO2 Corrosion	H2S Corrosion
C	C	C

### RISK LEVEL

RISK LEVEL

Degradation	Uninsulation	Insulation	Erosion	Water
Probability	0.0193		0.011	0.066
Consequence	C		C	C
Risk Level	Medium Risk		Medium Risk	Medium Risk

Degradation	MIC	CO2 Corrosion	H2S Corrosion
Probability	4.65E-06	0.0047	0.0035
Consequence	C	C	C
Risk Level	Low Risk	Medium Risk	Medium Risk

 <b>MARINE ENGINEERING</b> <b>ITS</b> <small>Indonesian Technical School</small>	<b>RISK BASED INSPECTION</b>	Assessor :
		12/01/2015

### TIME TO INSPECTION

Current Wall Thickness : 

6.45
------

 mm

Wall Thickness Release : 

2.18
------

 mm

	0.2	0.2	0.2	0.2
Degradation	Uninsulation	Insulation	Erosion	Water
mean rate	0.66		0.26	0.75
Time to Insp.	1.1		2.8	1.0

Degradation	MIC	CO2 Corrosio	H2S Corrosio
mean rate	0.051	0.11	0.15
Time to Insp.	14.3	6.4	4.8